

EEG 2017: Eine Kostenabschätzung

Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025

**Kurzgutachten im Auftrag der
Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände e. V.
Unternehmerverbände Niedersachsen e.V.
Die Energieintensiven Industrien in Deutschland**

Ansprechpartner:
Esther Chrischilles

Kontakt Daten Ansprechpartner

Esther Chrischilles

Telefon: 030 27877-102

E-Mail: chrischilles@iwkoeln.de

Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Postfach 10 19 42

50459 Köln

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Hintergrund und Ziel der Studie	8
2 Vorgehen	9
3 Entwicklung der Förderkosten bis 2025	10
3.1 Regierungsszenario	10
3.2 Szenario „Hoch“	13
3.3 Szenario „Niedrig“	17
4 Fazit	20
5 Beschreibung der Szenarien	22
5.1 Regierungsszenario	22
5.1.1 Windenergie an Land.....	23
5.1.2 Wind Offshore	24
5.1.3 Solaranlagen	25
5.1.4 Biomasse	26
5.1.5 Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas.....	27
5.1.6 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte.....	27
5.1.7 Erlöschen von Förderberechtigungen.....	27
5.2 Szenario „Hoch“ und Szenario „Niedrig“	28
5.2.1 Windenergie an Land.....	29
5.2.2 Wind Offshore	29
5.2.3 Solaranlagen	30
5.2.4 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte.....	30
6 Literatur	31

Zusammenfassung

In dieser Kurzstudie werden die zusätzlichen Förderkosten der ab 2017 über das EEG geförderten Anlagen bis 2020 bzw. 2025 sowie deren Auswirkungen auf die EEG-Umlage abgeschätzt. Förderkosten sind die sog. Differenzkosten, also die Auszahlungen an die Betreiber der geförderten Anlagen abzüglich der erwirtschafteten Einnahmen durch den Stromabsatz. Dabei werden in einem Szenario (Regierungs- bzw. Referenzszenario) die vom Gesetzgeber im EEG 2017 avisierten Entwicklungen abgebildet. In zwei weiteren Szenarien werden mögliche Entwicklungen mit eher pessimistischen und optimistischen Annahmen in Bezug auf die Kostenentwicklung skizziert (Szenario hoch und niedrig).

Insgesamt legen alle drei Szenarien nahe, dass eher mit steigenden als sinkenden gesamten Förderkosten zu rechnen ist. Die EEG-Umlage wird unter den hier angenommenen Entwicklungen weiter ansteigen und auch nach 2020, wenn erste Anlagen aus der Förderung fallen, voraussichtlich nicht sinken, sondern tendenziell weiter steigen oder bestenfalls auf hohem Niveau verharren. Sie liegt auch 2025 in allen Szenarien bei 7,5 Cent je Kilowattstunde und höher (2016: 6,35 Cent).

Die gesamten Förderkosten des EEGs steigen in allen drei Szenarien von derzeit 23,1 Milliarden Euro pro Jahr (2016) bis 2025 auf zwischen 24,8 und 32,9 Milliarden Euro pro Jahr an (vgl. Abbildung 1-2). Ab 2020 macht sich dann auch bei den Gesamtförderkosten der Förderrückgang bei Altanlagen bemerkbar. Von 2020 bis 2025 steigen die jährlichen Förderkosten im Szenario niedrig nahezu gar nicht mehr und im Szenario hoch noch einmal um 1,1 Milliarden Euro auf 32,9 Milliarden Euro.

Den größeren Teil der Kostensteigerung machen über den gesamten Zeitraum die Neuanlagen aus. **Die zusätzlichen Förderkosten für die ab 2017 neu in Betrieb gehenden Anlagen wachsen bis zum Jahr 2025 je nach Szenario auf dann 3,3 bis zu 6,9 Milliarden Euro pro Jahr (vgl. Abbildung 1-1).** Hinzu kommt der Effekt, dass durch veränderte Börsenstrompreise auch der Erlös aus Bestandsanlagen sinkt oder steigt und damit steigernd oder dämpfend auf die Förderkosten wirkt.

Die dargestellten Effekte schlagen sich entsprechend in der Entwicklung der EEG-Umlage nieder – sie steigt unter den hier zugrunde gelegten Annahmen auf 7,5 bis 9,7 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020 und 7,5 bis 10,02 Cent bis 2025 (vgl. Abbildung 1-3).

Grundsätzlich gilt, dass aufgrund der Vielzahl an Parametern eine verlässliche Aussage über die Entwicklung der Förderkosten kaum gemacht werden kann. Den stärksten Einfluss auf die Förderkosten hat das Strompreisniveau, dessen Entwicklung kaum vorhersehbar ist. Die damit verbundene Unsicherheit stellt das maßgebliche Risiko der bisherigen Förderpraxis dar.

Wichtig bleibt kurzfristig einerseits, die beeinflussbaren Förderbedingungen noch weiter zu verbessern, wie z.B. eine wirksame Mengenkontrolle in allen Segmenten und ein effizientes Ausschreibungsdesign, das technologieoffen sein sollte. Anlagenbetreiber erneuerbarer Energien müssen außerdem zunehmend an sämtlichen Marktrisiken beteiligt werden. Auch sollte frühzeitig ein Ausstiegspfad der Förderung skizziert werden, um Planungssicherheit zu generieren. Gleichzeitig müssen die Rahmenbedingungen auf der Erlösseite so ausgestaltet werden, dass sie adäquat verschiedene Wertigkeiten des Stroms abbilden, die sich in einem von regenerativen

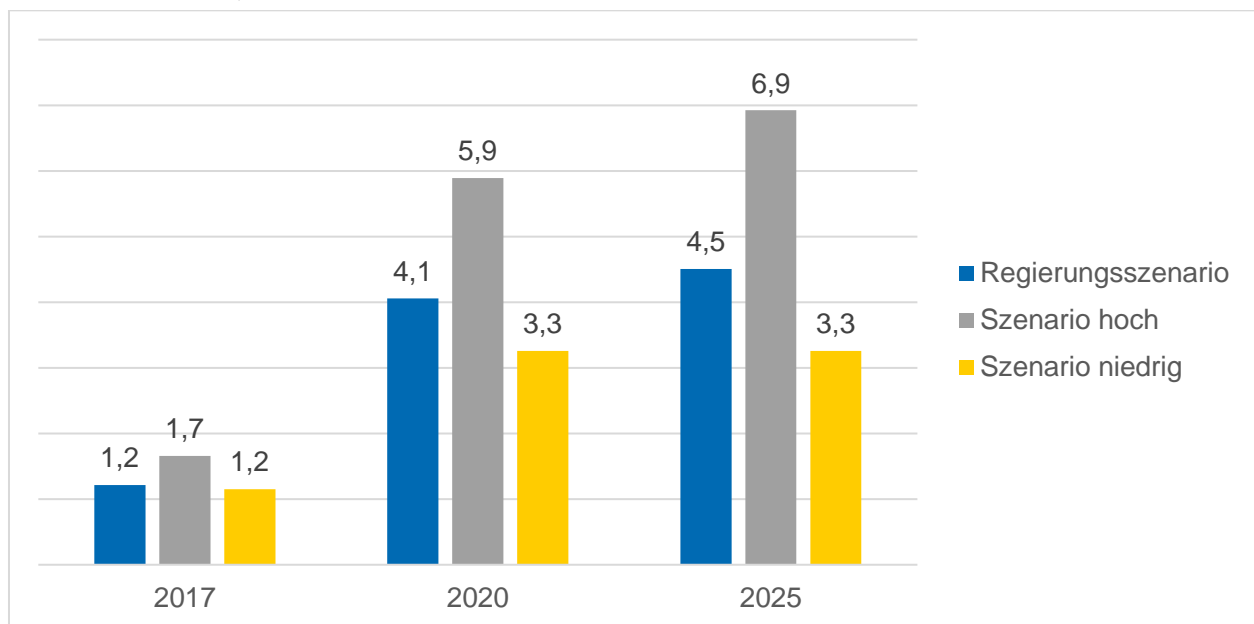
Energien geprägten Markt herausbilden. Ziel sollte ein wettbewerblicher Strommarkt sein, in dem alle Arten der politisch gewünschten und benötigten Erzeugungskapazitäten eine angemessene Erlösmöglichkeit vorfinden.

Jährliche Förderkosten für Neuanlagen bis 2020 und 2025

Die Förderkosten für die im Rahmen des EEG 2017 neu in Betrieb gehenden Anlagen betragen im Regierungsszenario rund 4 Milliarden Euro bis 2020 und 4,5 Milliarden Euro bis 2025. Treibend ist mit 3,5 Milliarden bis 2025 insbesondere der Ausbau der Windenergie auf See. Bei Wind Onshore und Solarenergie macht sich das ab 2020 einsetzende Ausscheiden von Altanlagen aus der Förderung bemerkbar. So steigen bei Wind an Land die Fördersummen bis 2020 zwar noch um 1,1 Milliarden Euro wachsen dann aber langsamer um weitere 300 Millionen Euro bis 2025 an.

Abbildung 1-1: Jährliche Differenzkosten für Neuanlagen ab 2017

in Milliarden Euro, alle Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

Die zusätzlichen Förderkosten im Szenario hoch für neu zugebaute Anlagen liegen bei 5,9 Milliarden Euro im Jahr 2020 und 6,9 Milliarden Euro im Jahr 2025. Wieder dominiert bis 2025 der Kostenzuwachs bei Wind Offshore (4 Milliarden Euro), wobei auch Wind an Land durch den verstärkten Ausbau und die höheren Volllaststunden noch einmal 2,8 Milliarden Euro mehr auf sich vereint als heute.

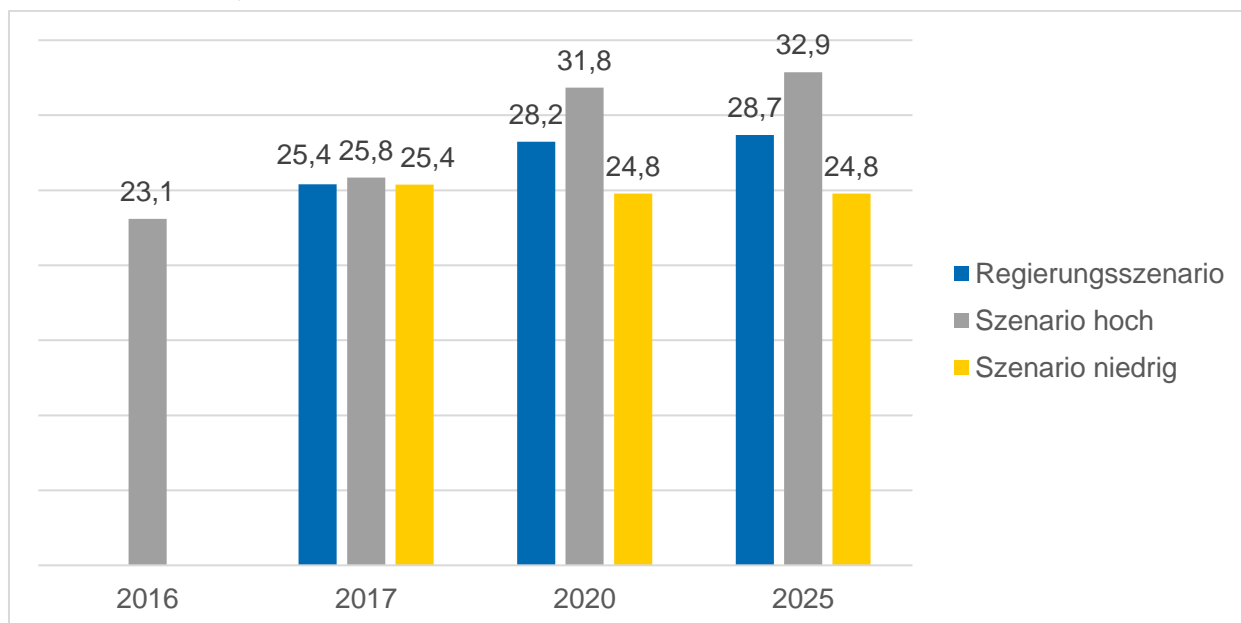
Im Szenario niedrig werden die ab 2017 zugebauten Anlagen bis 2020 noch einmal knapp 3,3 Milliarden Euro kosten, dann aber bis 2025 kaum mehr zusätzliche Kosten verursachen. Durch geringe Ausbaumengen und gleichzeitig höhere Strompreise sinken die Förderkosten für Neuanlagen, so dass die Ausscheidenden von Altanlagen die Mehrkosten weitestgehend kompensieren. Das gilt insbesondere für Wind Onshore und PV Anlagen.

Jährliche Förderkosten gesamt bis 2020 und 2025

Im Regierungsszenario steigen die Förderkosten von geschätzten 23,1 Milliarden im Jahr 2016 auf 28,2 Milliarden in 2020 und steigen dann langsamer auf 28,7 Milliarden in 2025. Der größere Teil des Anstiegs bis 2025 entfällt mit 4,5 Milliarden auf die neu installierten Anlagen. Der niedrigere Strompreis entwertet darüber hinaus den Strom aus Bestandsanlagen, was die Förderkosten noch einmal um 1,1 Milliarden Euro ansteigen lässt.

Abbildung 1-2: Jährliche Differenzkosten gesamt

in Milliarden Euro, alle Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Szenario hoch steigen die Förderkosten auf 31,8 Milliarden Euro bis 2020 und 32,9 Milliarden bis 2025, wo wiederum mit 6,9 Milliarden bis 2025 der größere Teil der Mehrkosten auf Neuanlagen entfällt und noch einmal 2,9 Milliarden auf die Entwertung des Stroms von Bestandsanlagen. Der sinkende Strompreis hat in diesem Szenario den stärksten Effekt auf die Mehrkosten, ebenso wie die höheren Volllaststunden bei der Windenergie.

Die Förderkosten im Szenario niedrig steigen bis 2020 auf rund 24,8 Milliarden Euro und verharren bis 2025 auf annähernd konstantem Niveau. Die hinzukommenden Kosten für Neuanlagen belaufen sich auf rund 3,3 Milliarden Euro. Die steigenden Strompreise werten den Strom aus Bestandsanlagen außerdem um rund 1,5 Milliarden Euro auf. In diesem Szenario dürfte damit der Peak der Förderkosten innerhalb des betrachteten Zeitraums erreicht werden. Von da an ist davon auszugehen, dass immer mehr Anlagen aus der Förderung gehen und die Kosten neuer Anlagen weiter sinken. Von sinkenden Förderkosten kann noch schneller ausgegangen werden, sollte sich der Strompreis nach dem vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie noch weiter stabilisieren.

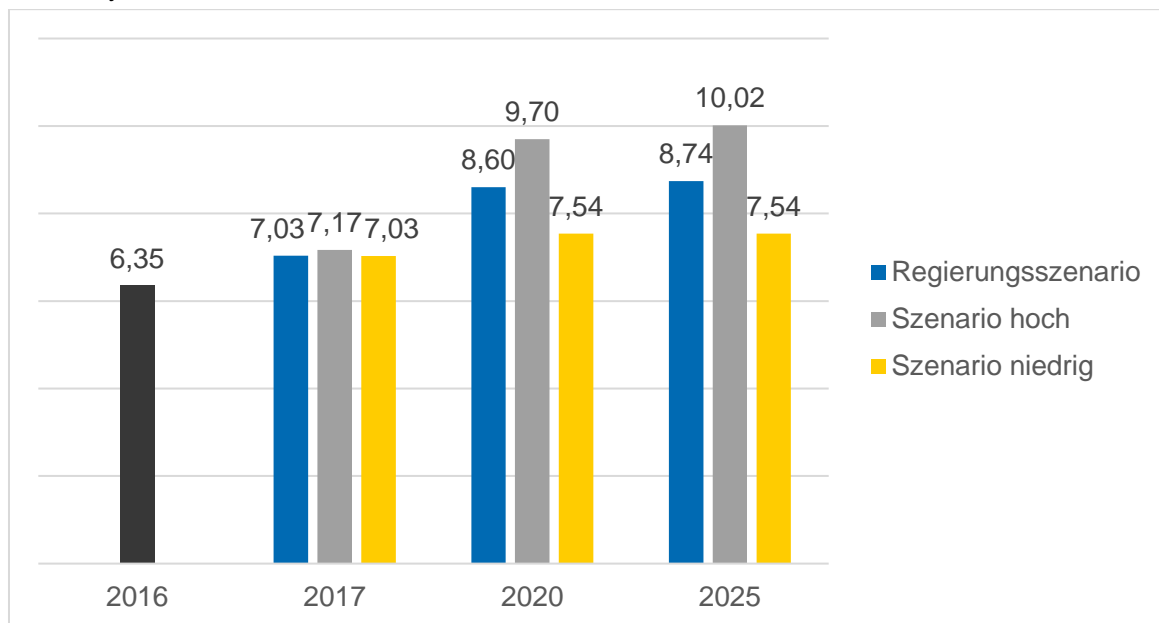
Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage steigt nach den hier zugrunde gelegten und abgeschätzten Kostenkategorien im Regierungsszenario um rund 2,25 Cent je Kilowattstunde auf 8,60 Cent je Kilowattstunde in

2020 und um 2,39 Cent je Kilowattstunde auf 8,74 Cent je Kilowattstunde in 2025. Dabei entfallen bis 2025 rund 1,22 Cent je Kilowattstunde netto (also unter Berücksichtigung ausscheidender Förderberechtigungen) auf die hinzukommenden Neuanlagen und 0,31 Cent je Kilowattstunde auf die ab 2018 niedriger angesetzten Börsenstrompreise. Die Liquiditätsreserve beträgt rund 0,8 Cent je Kilowattstunde, wobei ab 2018 davon ausgegangen wird, dass diese stets benötigt wird bzw. sich über die Zeit neutralisiert so dass keine Vorjahresausgleiche berücksichtigt werden.

Abbildung 1-3: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde, alle Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Szenario hoch liegt die EEG-Umlage 2020 mit 9,7 Cent je Kilowattstunde sogar 3,35 Cent je Kilowattstunde über dem heutigen Niveau. 2025 sind es mit 10,02 Cent je Kilowattstunde rund 3,67 Cent je Kilowattstunde mehr. 2025 entfallen dabei rund 1,89 Cent je Kilowattstunde der Mehrkosten auf Neuanlagen und 0,8 Cent je Kilowattstunde auf die weiter sinkenden Strompreise.

Im Szenario niedrig steigt die EEG-Umlage nur um weitere 1,19 Cent je Kilowattstunde auf 7,54 Cent je Kilowattstunde und verharrt bis 2025 auf diesem Niveau. Auf die Neuanlagen entfallen dabei rund 0,88 Cent je Kilowattstunde, die weiter sinkenden Strompreise entlasten die EEG-Umlage hingegen um 0,43 Cent je Kilowattstunde.

1 Hintergrund und Ziel der Studie

Das Erneuerbare Energien Gesetz ist das zentrale Instrument zur Umsetzung der Energiewende und hat maßgeblich zum Ausbau von Erneuerbaren Energien beigetragen. Über 32,6 Prozent des hiesigen Stromverbrauchs werden mittlerweile über Erneuerbare Energien gedeckt. Das Zwischenziel der Bundesregierung zum Ausbau Erneuerbarer Energien von 35 Prozent bis 2020 wird bei fortschreitendem Trend damit erfüllt oder sogar übererfüllt. Bis 2050 soll der Ausbau Erneuerbarer auf 80 Prozent am Bruttoinlandsstromverbrauch angestiegen sein, was eine maßgeblich regenerativ geprägte Stromversorgung impliziert. Aus diesem Grund müssen heute die Weichen für eine langfristige Perspektive zur finalen Integration Erneuerbarer Energien gestellt werden. Die Weiterentwicklung des EEGs spielt dabei nicht die einzige, wohl aber die zentrale Rolle mit Ausstrahlungswirkung auf angrenzende Regelungsnotwendigkeiten.

Für die Zukunftsfähigkeit des EEGs sind aus Sicht der Autoren vor allem folgende Elemente maßgeblich:

- **Wirtschaftlichkeit:** Die Kosten des EEG sind in den letzten Jahren immer weiter gestiegen. Insgesamt liegen die Differenzkosten, also die Differenz zwischen dem Stromwert und den Zahlungen an die Anlagenbetreiber im Jahr 2016 bei voraussichtlich 23,1 Milliarden Euro. Ein wesentlicher Teil der zu leistenden Summe ist für Zahlungen für bestehende Anlagen vorgesehen, die bis zu 20 Jahre lang einen Förderanspruch geltend machen können. Eine Senkung dieser Belastung ist daher äußerst schwierig, jedoch müssen mit weiteren Reformen die Zusatzbelastungen möglichst minimiert und auch ein Ende der Förderung in Aussicht gestellt werden.
- **Mengensteuerung:** Ein Teil der Kostenentwicklungen, liegt darin begründet, dass in der Vergangenheit häufig in solche Technologien investiert wurde, bei denen besonders hohe Mitnahmeeffekte im EEG aufgetreten sind und nicht ausschließlich in die, die sich als effizient und systemdienlich erwiesen haben. Das hat insbesondere bei der Photovoltaik zu einem erheblichen Überschießen der politisch avisierten Mengen geführt. Zum einen ist also eine quantitativ bessere Mengensteuerung notwendig, in dem Sinne, dass ein starkes Überschießen bestimmter Ausbaukorridore und den entsprechenden Kostenwirkungen nicht mehr möglich ist. Zum anderen aber auch qualitativ, so dass auch solche Technologien stärker ausgebaut werden, die gesamtsystemisch effizient sind und andere entsprechend weniger.
- **Bedarfsgerechtigkeit:** Die Anreize im EEG führen zur Maximierung der Stromerzeugung, aber nicht zur Maximierung des Wertes der Stromerzeugung und damit auch nicht zu einer optimierten Gestaltung und Nutzung des stromwirtschaftlichen Gesamtsystems. So ist beispielsweise der Ausbau von Kapazitäten nicht sinnvoll, wenn sich diese nur durch eine Förderung realisieren lassen, die auch dann fließt, wenn der Strom nicht gebraucht wird. Letztlich müssen Betreiber von Erneuerbaren Energien Anlagen ebenso an den Risiken und Chancen des Strommarktes beteiligt werden, wie bisherige Marktteilnehmer. Denn diese Risiken und Chancen sind die Signale, die maßgeblich für Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten und deren Steuerungsmöglichkeiten sein sollten.

Die die letzte Novellierung des EEGs diesen Jahres hat dazu wichtige Weichen gestellt. Dazu gehört die weitgehende Umstellung der Förderung auf Ausschreibungsmodelle. Für die unterschiedlichen Technologiesparten Photovoltaik, Windenergie an Land, Windenergie auf See und Biomasse werden vorgegebene Ausbaumengen ausgeschrieben und an diejenigen Bieter vergeben, die sie am günstigsten realisieren können. Es gelten Ausnahmeregelungen für Anlagen bestimmter Größenklassen, zumeist für solche mit einer installierten Leistung unter 750 KW und einzelne Technologien, wie Deponiegas oder Geothermie, deren Ausbau und Ausbaupotenzial vernachlässigbar ist. Mit diesem Schritt ist einerseits die Hoffnung verbunden, dass die politisch avisierten Ausbaumengen zielgenauer als bisher erreicht sind, zum anderen sollen durch Wettbewerb in einzelnen Technologiesparten Kostensenkungen erzielt werden.

Im Rahmen dieser Kurzexpertise soll insbesondere der Aspekt der Wirtschaftlichkeit im Mittelpunkt stehen. Vor diesem Hintergrund sollen die zusätzlichen Förderkosten der ab 2017 zugebauten Anlagen im Rahmen des EEG 2017 bis 2020 bzw. 2025 sowie deren Auswirkungen auf die EEG-Umlage ermittelt werden. Dabei sollen in einem Szenario die im Gesetzgebungsprozess des EEG 2017 formulierten Erwartungen des Gesetzgebers abgebildet werden (Regierungs- bzw. Referenzszenario) sowie zwei mögliche Entwicklungen mit eher optimistischen und pessimistischen Annahmen in Bezug auf die Kostenentwicklung skizziert werden (Szenario hoch und niedrig).

Ziel ist es, vor dem Hintergrund der letzten Novellierung des EEG erwartbare Größenordnungen der Umlageentwicklung und insbesondere der Zusatzbelastungen ab 2017 in der langen Frist abzuschätzen und den Einfluss variierender Determinanten zu skizzieren.

2 Vorgehen

Zur Schätzung der Förderkosten bis 2025 wird im Wesentlichen auf das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen, indem die ab 2017 erwarteten Ausgaben für geförderte Erneuerbare Energien Anlagen ermittelt und davon die erwarteten Erlöse abgezogen werden. Die Abschätzungen erfolgen technologiespezifisch in mehreren Szenarien, um mögliche Bandbreiten und Einflüsse zu skizzieren. Bei den Ausgaben wird vor allem auf die Bestimmungen des EEG 2017 abgestellt, für die Einnahmen werden der erwartete Strompreis sowie technologiespezifische Marktwerte betrachtet. Zudem werden ab 2020 auch Einsparungen berücksichtigt, die sich daraus ergeben, dass für einige Anlagen die Förderberechtigung erlischt.

Errechnet werden so einerseits die zusätzlichen Netto-Förderkosten (Differenzkosten) der Neuanlagen. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass sich der Stromwert aus Bestandsanlagen und damit die Förderkosten mit variierenden Börsenstrompreisen verändert. Der Effekt der Börsenstrompreise wird mittels des EEG-Rechners der Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2016) ermittelt, indem eine fiktive EEG-Umlage für das laufende Jahr bei anderen Strompreisen errechnet wird. Daraus lässt sich wiederum die zugehörige Deckungslücke bei sich verändernden Strompreisen ableiten. Nicht berücksichtigt bleibt dabei der Effekt sinkender Marktwerte, das heißt, dass Erneuerbarer Energien zunehmend nur einen geringeren Anteil des durchschnittlichen Strompreises erwirtschaften.

Die so ermittelten Zusatzkosten (Förderkosten und Stromwert des Bestands) werden den bisherigen Förderkosten (der sogenannten Deckungslücke) aus dem Jahr 2016 zugerechnet (ÜNB, 2015a), um daraus wiederum die EEG-Umlage abzuschätzen. Alle sonstigen Einnahmen

und Ausgaben zur Berechnung der EEG-Umlage sowie die anzulegenden Letztverbräuche werden, soweit nicht anders dargestellt, konstant im Sinne der Prognose der ÜNB für das Jahr 2016 gehalten. Ab dem Jahr 2018 wird zudem unterstellt, dass kein Vorjahresausgleich mehr stattfindet, weil das EEG-Konto über die Zeit ausgeglichen ist, d.h., dass die Einnahmen und Ausgaben über die Jahre treffsicher prognostiziert werden. Die Beschreibung der einzelnen Szenarien wird in Kapitel 0 ausführlich dargestellt. Die prognostizierten Werte sind nominal, also ohne Berücksichtigung der Inflationsentwicklung ausgewiesen.

Die vorliegenden Berechnungen haben nicht den Anspruch in vergleichbarer Detailtiefe und Genauigkeit wie die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu schätzen, die für die jährliche Veröffentlichung der EEG-Umlage verantwortlich sind. Insofern sind auch die Abschätzungen der EEG-Umlage für 2017 als Orientierung zu verstehen.

In Methodik und Annahmen ist die Berechnung außerdem abzugrenzen von den Berechnungen der Agora Energiewende (EEG-Rechner). Die in den Agora-Szenarien gewählten Annahmen weichen in einigen Parametern vom hier skizzierten Referenzszenario ab – teils nach oben teils nach unten – so dass hier ein direkter Vergleich nicht sinnvoll ist. Auch werden im EEG-Rechner eine Reihe weiterer Determinanten und Rückwirkungen parametrisiert, die hier als konstant angenommen werden müssen.

3 Entwicklung der Förderkosten bis 2025

3.1 Regierungsszenario

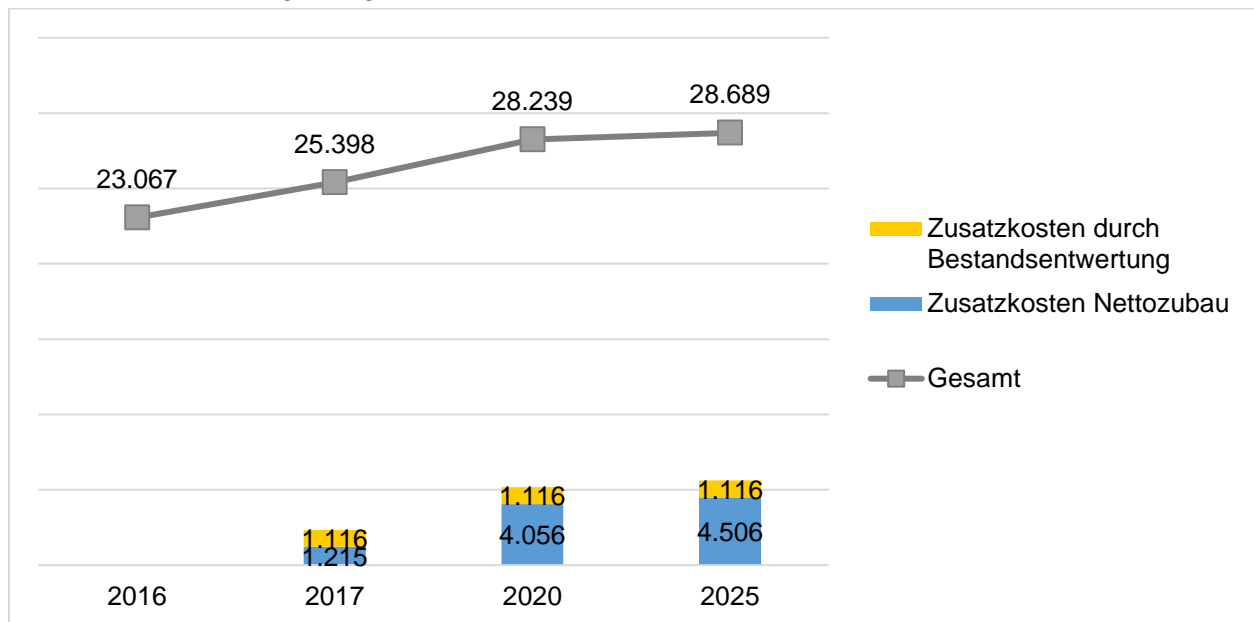
Als Referenzbetrachtung dient zunächst ein Regierungsszenario, das im Wesentlichen die Erwartungen der Bundesregierung widerspiegeln soll. Dazu werden Annahmen zu Ausbautempo, Volllaststunden und Kostendegressionen vornehmlich aus dem EEG 2017 oder den vorangegangenen Dokumenten im parlamentarischen Verfahren übernommen. Bei fehlenden oder mittlerweile überholten Informationen wird ergänzend auf die Mittelfristprognose des ÜNB Trendszenarios (ÜNB, 2015) oder eigene Schätzungen zurückgegriffen. Kennzeichnend im Regierungsszenario ist, dass der Zubau der Windenergie an Land im Rahmen der Übergangslösung 2017 und 2018 vergleichsweise moderat eingeschätzt wird. Dahingegen wird beim PV-Ausbau mit einem anziehenden Ausbautempo gerechnet. Die Volllaststunden, insbesondere in Bezug auf Neuanlagen, sind relativ gering angesetzt. Der Strompreis wird in diesem Szenario auf aktuellem Niveau konstant gehalten. Die Annahmen des Regierungsszenarios werden in Kapitel 5.1 ausführlich dargestellt.

Ausgehend von einer für 2016 prognostizierten Deckungslücke von knapp 23,1 Milliarden Euro belaufen sich die Förderkosten, also die Ausgaben, die für Neuanlagen aufzubringen sind, auf rund 25,4 Milliarden Euro im nächsten Jahr, auf 28,2 Milliarden bis 2020 und auf 28,7 Milliarden Euro bis 2025. Die Werte sind als Nettozahlungen zu verstehen, also unter Abzug der Ausgaben für aus der Förderung gehender Anlagen sowie der Einnahmen für den erzeugten Strom.

Bis 2025 sind also trotz der bis dahin aus der Förderung ausscheidenden Altanlagen im Vergleich zu heute noch einmal 5,6 Milliarden Euro zusätzlich aufzubringen. Dabei entfallen rund 4,5 Milliarden Euro auf die ab 2017 neu zugebaute Anlagen. Die restlichen Mehrkosten

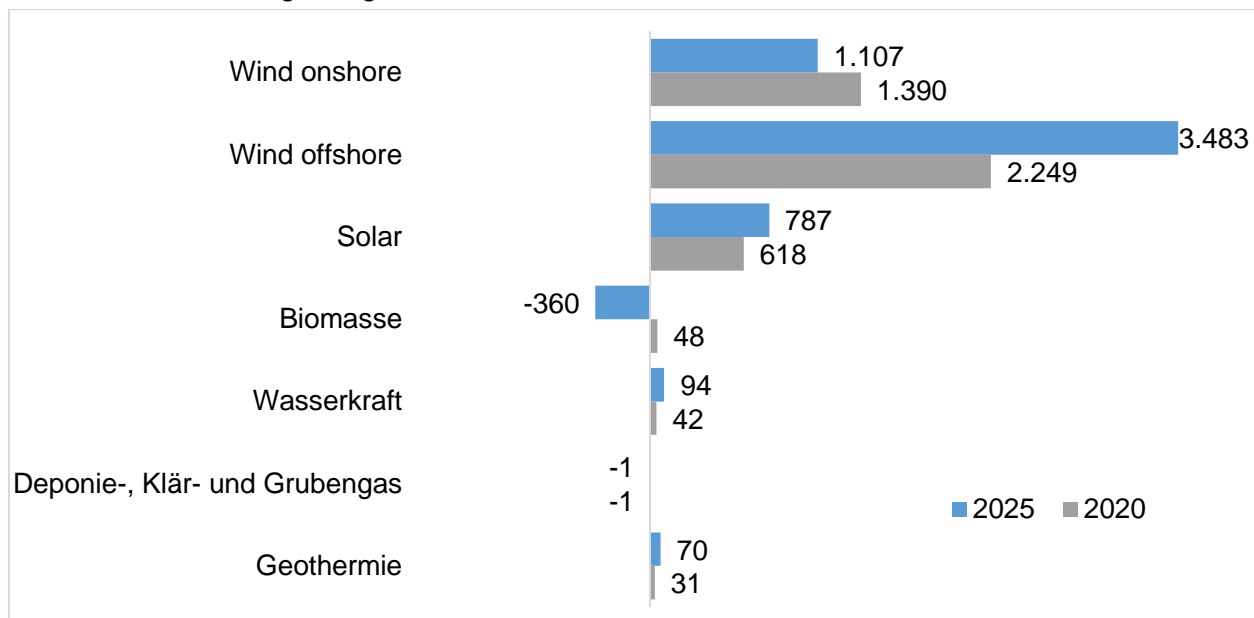
ergeben sich aufgrund der gegenüber 2016 niedrigeren Strompreise, die dazu führen, dass auch die Einnahmen für Strom aus Bestandsanlagen sinken.

Abbildung 3-1: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025
in Millionen Euro, Regierungsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-2: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien
in Millionen Euro, Regierungsszenario



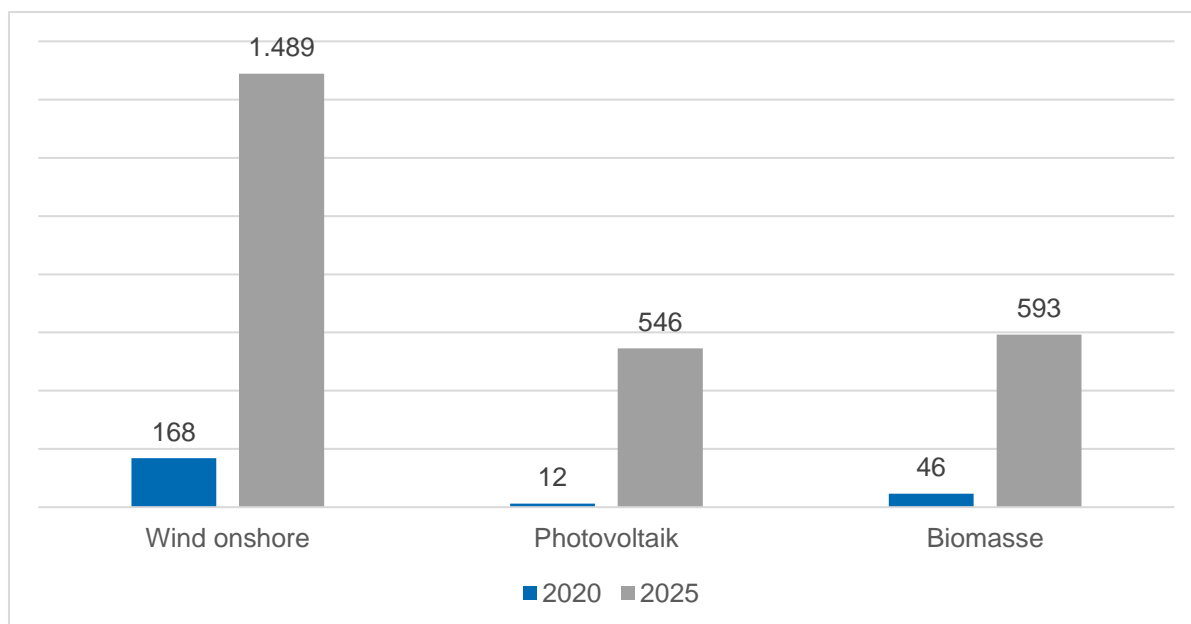
Ohne vermiedene Netzentgelte
Quelle: Eigene Berechnungen

In der Abbildung 3-2 sind die bis 2025 entstehenden Zusatzkosten nach Technologien differenziert aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass mit rund 3,5 Milliarden Euro die größten

Zuwächse bei der Offshore Windkraft zu erwarten sind. Da hier ausschließlich zugebaut wird und noch keine Anlagen aus der Förderung gehen, können hier anders als bei Wind an Land und bei der Solarförderung keine auslaufenden Förderungen gegengerechnet werden. Im Falle der Biomasseanlagen ergibt sich durch die auslaufende Förderung bis 2025 sogar ein Nettoentlastungseffekt. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass von Altanlagen, die sich gegebenenfalls um eine verlängerte Förderung nach EEG 2017 bemühen, abstrahiert wurde. Je mehr Altanlagen eine Anschlussförderung erhalten, desto eher sind die Zusatzkosten bis 2020 überschätzt. Ab 2020 jedoch würden viele teurere Altanlagen weiterlaufen und damit die Kosten in der längeren Frist gegenüber diesem Szenario nach oben treiben

Aufgrund des ab 2020 vermehrt einsetzenden Rückbaus verlaufen die Zusatzkosten der Förderung ab diesem Zeitpunkt moderater. Die bis 2025 wegfallenden Fördersummen für Biomasse, Wind- und Solaranlagen betragen schätzungsweise rund 2,6 Milliarden Euro, wovon rund 60 Prozent auf aus der Förderung gehende Windenergieanlagen fällt. Anlagen, die bis 2025 aus der Förderung gehen, entlasten die Förderaufwendungen für Windanlagen um rund 1,5 Milliarden Euro. Bei Solaranlagen fallen die Fördersummen 2025 um rund 0,6 Milliarden und bei Biomasseanlagen um 0,5 Milliarden geringer aus, als dies ohne das Ausscheiden von Altanlagen aus der Förderung der Fall gewesen wäre.

Abbildung 3-3: Förderrückgang durch Ausscheiden von Anlagen aus der Förderung
in Millionen Euro im Jahr



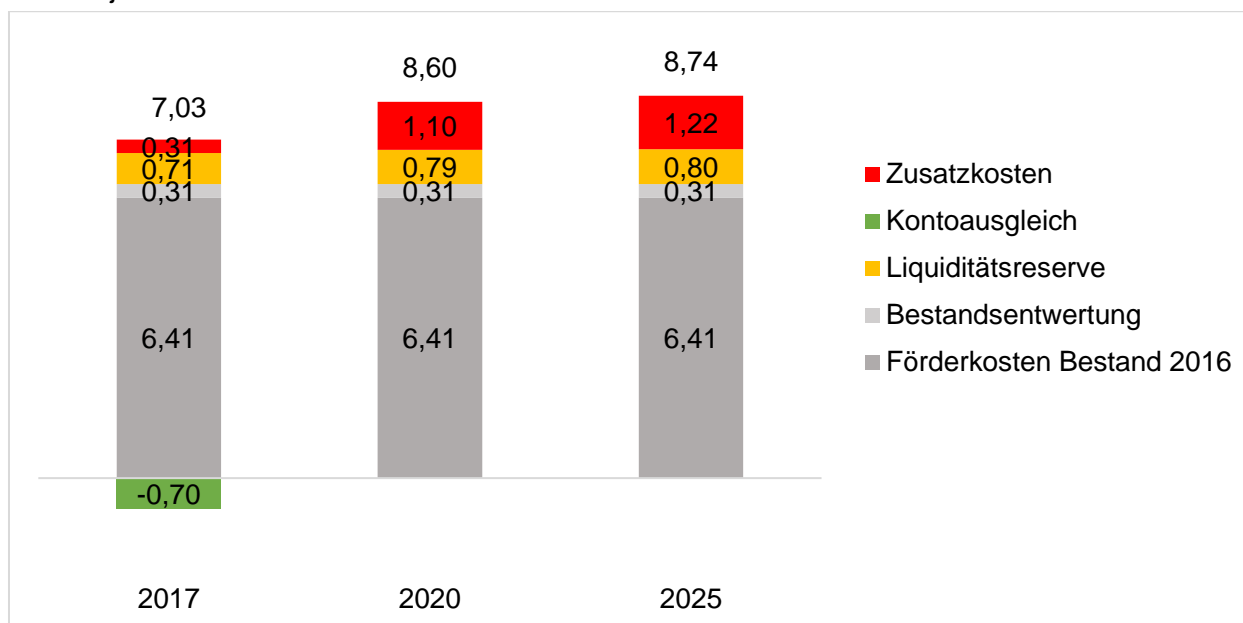
Quelle: Eigene Berechnungen

Für die EEG-Umlage ist damit im Regierungsszenario bis 2025 keine Minderung zu erwarten. Die Umlage steigt auf rund 8,60 Cent in 2020 und 8,74 Cent in 2025. Der Anstieg verläuft nach 2017 steiler, da ab 2018 davon ausgegangen wird, dass keine Entlastungseffekte aus dem Vorjahr mehr zu berücksichtigen sind. Dass im Vorjahr zu viel oder zu wenig für die Förderung aus der EEG-Umlage eingesammelt wurde, wird bei der jährlichen Berechnung der EEG-Umlage berücksichtigt und mindert sie für 2017 beispielsweise voraussichtlich um etwa 0,7 Cent. Ab 2018 wird jedoch davon ausgegangen, dass die Umlage passgenau kalkuliert wird und sich deshalb keine Nachholeffekte ergeben.

Im Vergleich zu heute erhöht sich die EEG-Umlage also um weitere 2,4 Cent, wobei 1,22 Cent davon die Förderkosten für die ab 2017 installierten Neuanlagen ausmachen. 0,31 Cent ergeben sich aufgrund der verminderten Einnahmen aus der Stromerzeugung im Bestand im Vergleich zum Vorjahr. Der Rest entfällt auf die zum Ausgleich von Prognoseungenauigkeiten einbehaltene Liquiditätsreserve, die bisher 10 Prozent der erwarteten Förderkosten beträgt.

Abbildung 3-4: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Regierungsszenario wäre der Kostenanstieg bis 2025 auch dann nicht durchbrochen, wenn ein höherer Strompreis – entsprechend dem Szenario niedrig – angenommen würde. Auch bei einem Strompreis von 40 statt 25 Euro lägen die Förderkosten mit 27,6 im Vergleich zu 27,3 Milliarden weiterhin oberhalb derer im Jahr 2020. Die EEG-Umlage würde auf 7,68 Cent in 2025 steigen. Zwar haben höhere Börsenstrompreise den Effekt, dass die Zusatzkosten für Neuanlagen moderater ausfallen, die Fördersummen, die im Gegenzug aber für Altanlagen aus den Zusatzkosten herausfallen, sind dafür gleichermaßen geringer als bei niedrigen Börsenstrompreisen.

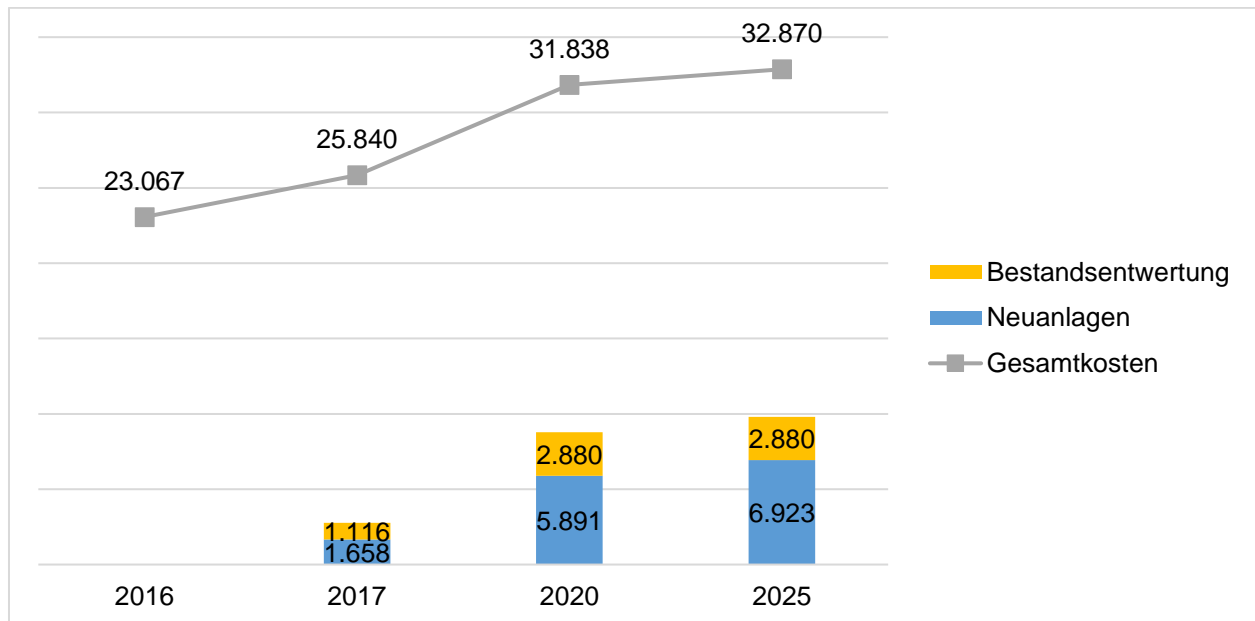
3.2 Szenario „Hoch“

Abweichend vom Regierungsszenario wird ein Szenario gebildet, in dem Entwicklungen skizziert werden, die durchaus als wahrscheinlich gelten können und kostensteigernd auf die EEG-Umlage wirken. Dazu zählt insbesondere der stärkere Zubau von Windenergie an Land in den Jahren 2017 und 2018 sowie im Bereich kleinerer Solaranlagen außerhalb der Ausschreibung. Außerdem werden die Volllaststunden im Bereich der Windenergie höher eingeschätzt, zugleich sinken die Kosten der Technologien hier etwas moderater. Außerdem wird ab dem Jahr 2018 der Strompreis auf einem Niveau von 15 Euro je Megawattstunde festgeschrieben und von niedrigen Marktwerten (ÜNB, 2015b, unteres Szenario) ausgegangen. In diesem Szenario steigen die Förderkosten auf 25,8 Milliarden Euro in 2017 und auf rund 31,8 Milliarden Euro in 2020. Der Kostenanstieg bis 2025 verläuft

moderater bis auf 32,9 Milliarden. Bis 2025 entstehen damit gegenüber heute Zusatzkosten in Höhe von 9,8 Milliarden Euro. Dabei entfallen bis 2025 rund 6,9 Milliarden zusätzlich für Neuanlagen an und die Entwertung des Stroms aus Bestandsanlagen schlägt mit 2,9 Milliarden zu Buche. Bei den Neuanlagen entfallen abermals die meisten Förderkosten auf Windenergie an Land und auf See. Gegenüber dem Referenzszenario steigen die Förderkosten in diesem Szenario insgesamt um 3,6 Milliarden bis 2020 und 4,2 Milliarden Euro bis 2025.

Abbildung 3-5: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025

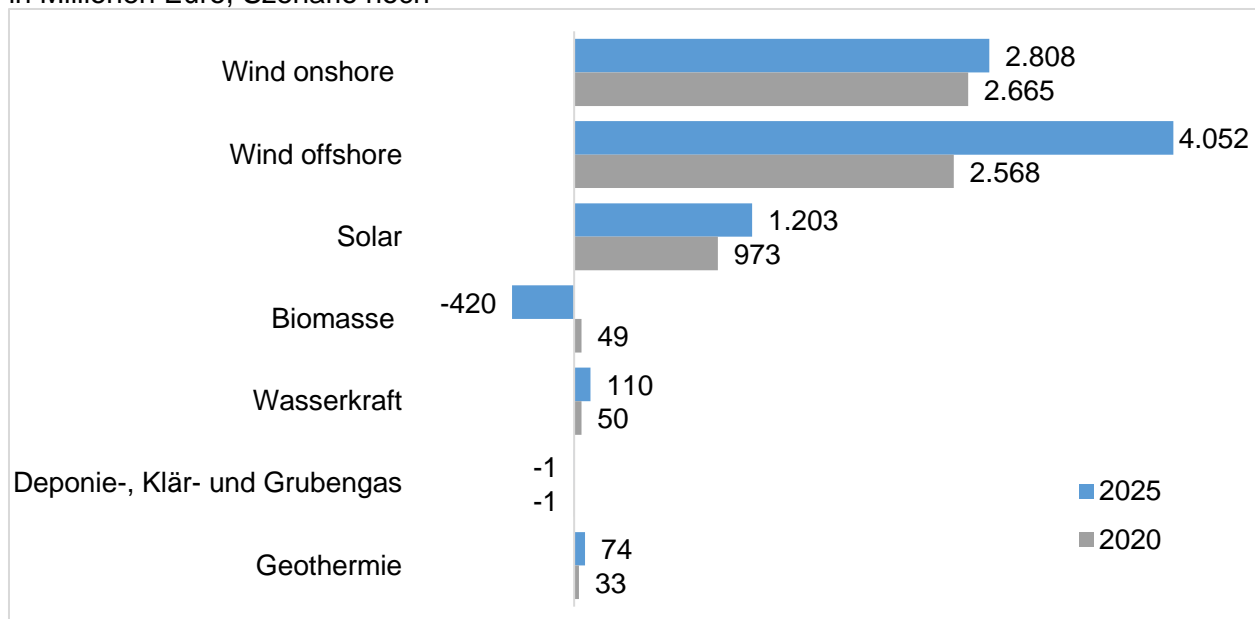
in Millionen Euro, Szenario hoch



Quelle: Eigen Berechnungen

Abbildung 3-6: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien

in Millionen Euro, Szenario hoch

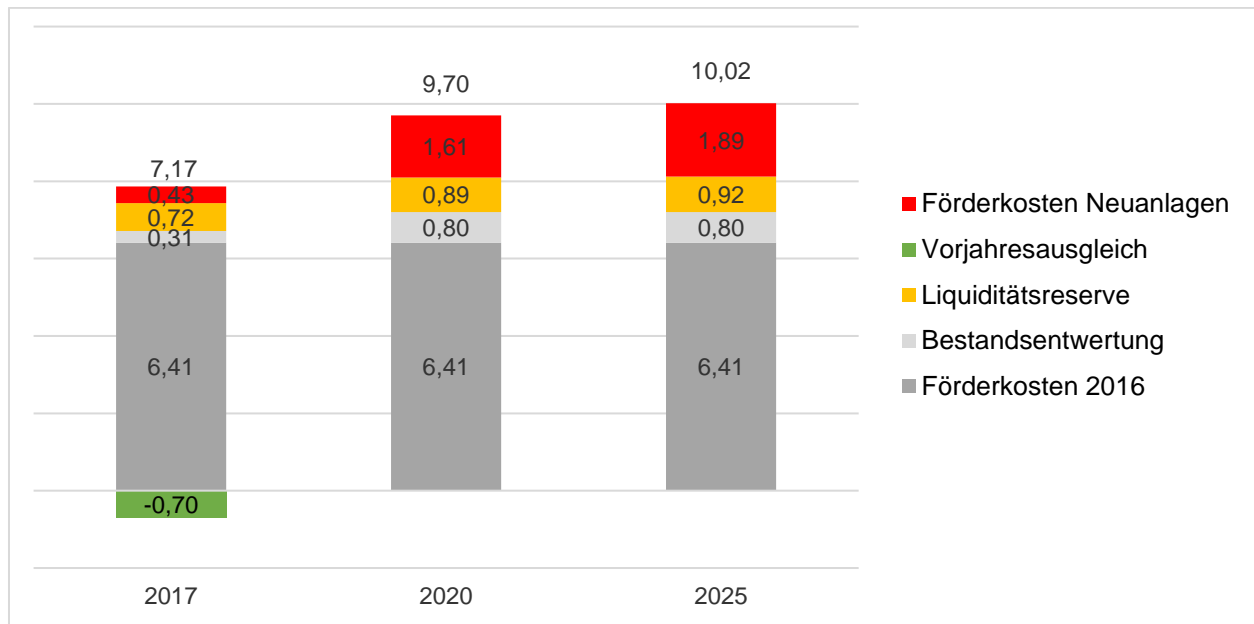


Quelle: Eigene Berechnungen

Die EEG-Umlage steigt in diesem Szenario auf 9,7 Cent im Jahr 2020 und 10,02 Cent im Jahr 2025. Rund 1,89 Cent der Kostensteigerungen entfallen dabei auf die Förderung von Neuanlagen und 0,8 Cent auf die Entwertung des Stroms aus Bestandsanlagen. Gegenüber dem Referenzszenario liegt die EEG-Umlage um 1,1 Cent höher in 2020 und fast 1,3 Cent höher in 2025.

Abbildung 3-7: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde, Szenario hoch



Quelle: Eigene Berechnungen

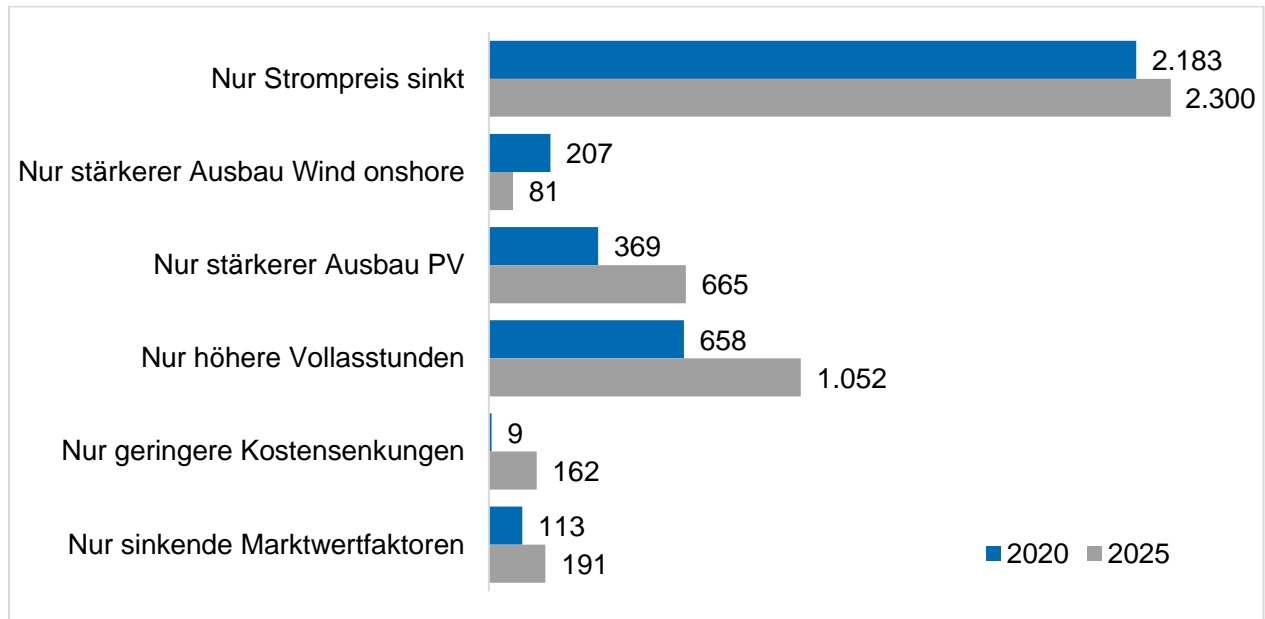
Werden nur einzelne Annahmen gegenüber dem Referenzszenario verändert wird deutlich, dass der Strompreis das größte Kostenrisiko darstellt.¹ Alleine dieser Effekt würde unter Beibehaltung aller sonstigen Annahmen die Förderkosten auf rund 2,2 Milliarden Euro bis 2020 und 2,3 Milliarden bis 2025 gegenüber dem Referenzszenario ansteigen lassen, was etwa 0,7 Cent mehr für die EEG-Umlage bedeutet.

Vergleichsweise großen Einfluss haben auch die höheren Volllaststunden und der verstärkte Zubau an PV in diesem Szenario. Wenn neuere Windenergieanlagen tatsächlich entsprechend dieser Annahmen ausgelastet wären, hätte das Mehrkosten von 1,1 Milliarden Euro zur Folge. Der verstärkte PV-Ausbau ließe die Förderkosten bis 2020 um 390 und 2025 um 720 Millionen Euro steigen. Für die EEG-Umlage bedeutet das einen Anstieg um 0,1 bzw. 0,2 Cent.

Ausschließlich der Einfluss des stärkeren Windausbaus in den Jahren 2017 und 2018 ist in dieser Betrachtung vergleichsweise gering und würde die zusätzlichen Förderkosten bis 2020 um 230 Millionen und 2025 um 105 Millionen Euro erhöhen. Für die EEG-Umlage bedeutet das 2017 0,02 Cent mehr und für 2020 und 2025 rund 0,06 beziehungsweise 0,02 Cent.

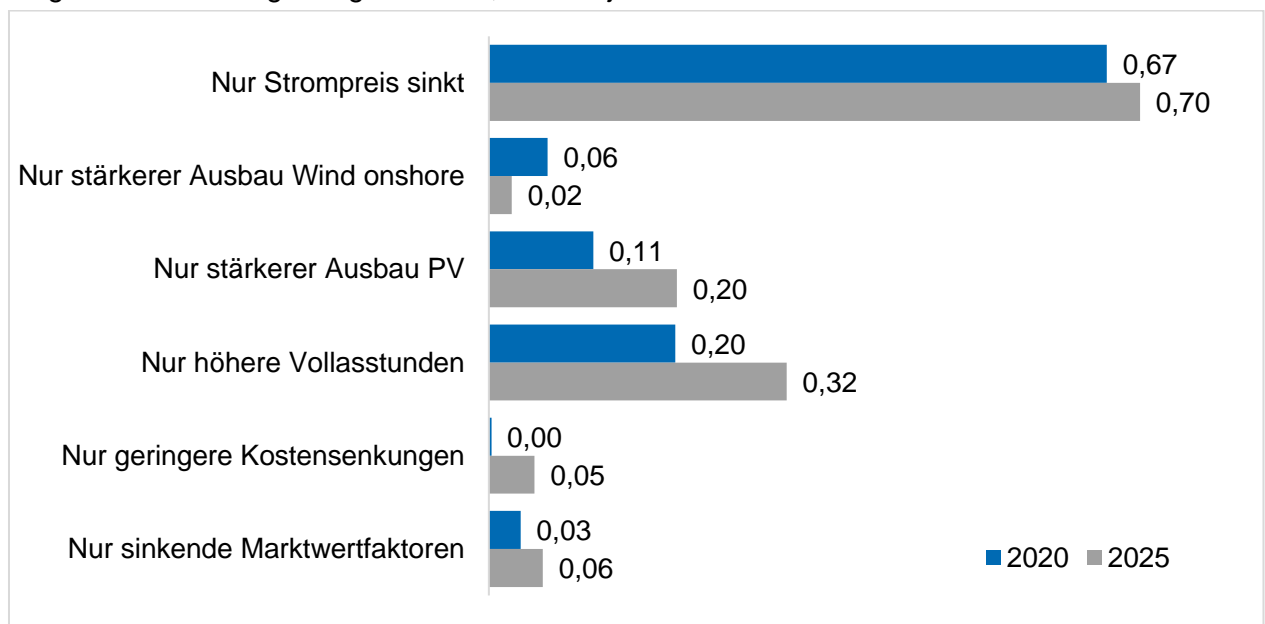
¹ Da die einzelnen Effekte in Wechselwirkungen zueinander stehen, lassen sie sich nicht zum Gesamteffekt kumulieren.

Abbildung 3-8: Mehrkosten (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario hoch
Gegenüber dem Regierungsszenario, in Millionen Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-9: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch
Gegenüber dem Regierungsszenario, in Cent je Kilowattstunde



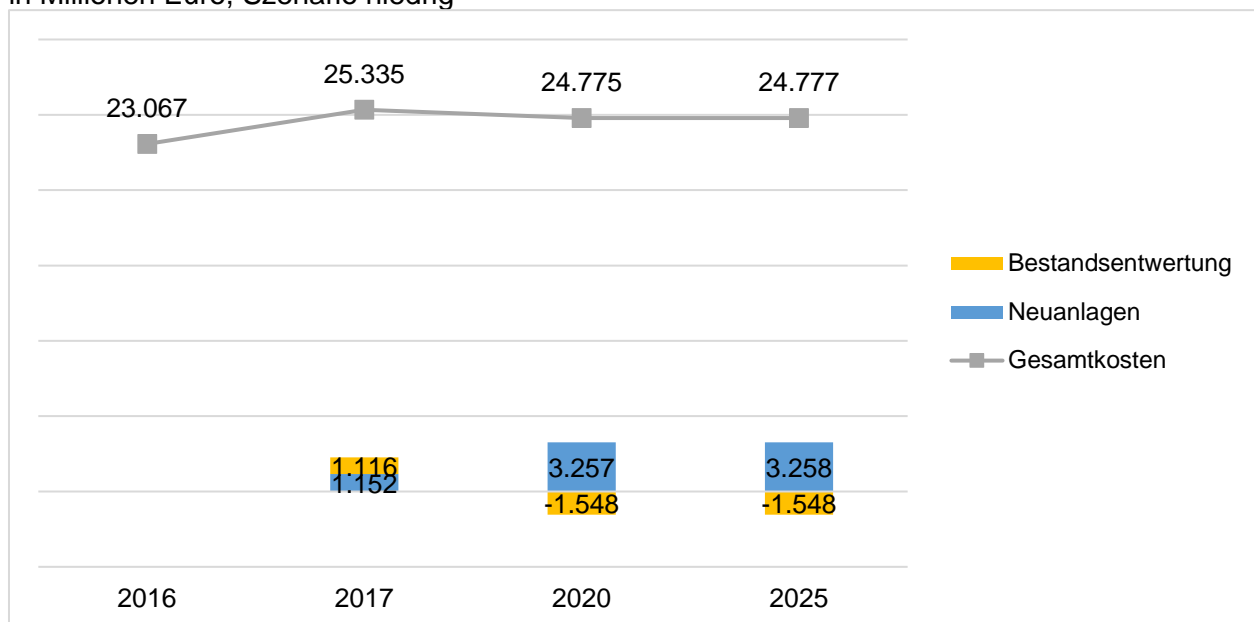
Quelle: Eigene Berechnungen

3.3 Szenario „Niedrig“

Abweichend vom Regierungsszenario wird ein weiteres Szenario gebildet, in dem Entwicklungen skizziert werden, die durchaus als wahrscheinlich gelten können und kostenmindernd auf die EEG-Umlage wirken. Dazu zählt insbesondere niedrigere Realisierungsraten im Bereich Photovoltaik, sowie ein anhalten niedriger Zubau in diesem Segment außerhalb der Ausschreibungen, stärkere Kostensenkungen im Bereich der Windenergie sowie ein Strompreisniveau von 40 Euro je MWh ab 2018 und fortfolgend.

In diesem Szenario steigen die Förderkosten bis 2020 nur moderat um 1,7 Milliarden Euro bis 2020 und verharren dann auf annähernd konstantem Niveau bis 2025. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass die Kosten für Neuanlagen aufgrund stärkerer Kostensenkungen, etwas geringerem Zubau und höheren Strompreisen nicht so stark steigen wie in den anderen Szenarien. Dadurch kommen die Effekte durch den ab 2020 einsetzenden Förderrückgang bei Altanlagen stärker zum Tragen. Netto entfallen so bis 2020 und 2025 etwa 3,5 Milliarden Euro zusätzlich auf Neuanlagen. Der Strom aus Bestandsanlagen kann hier zu besseren Konditionen verkauft werden, was die Förderkosten um etwa 1,5 Milliarden Euro drückt. Für das Jahr 2017 ergibt sich in diesem Szenario keine nennenswerte Veränderung gegenüber dem Regierungsszenario.

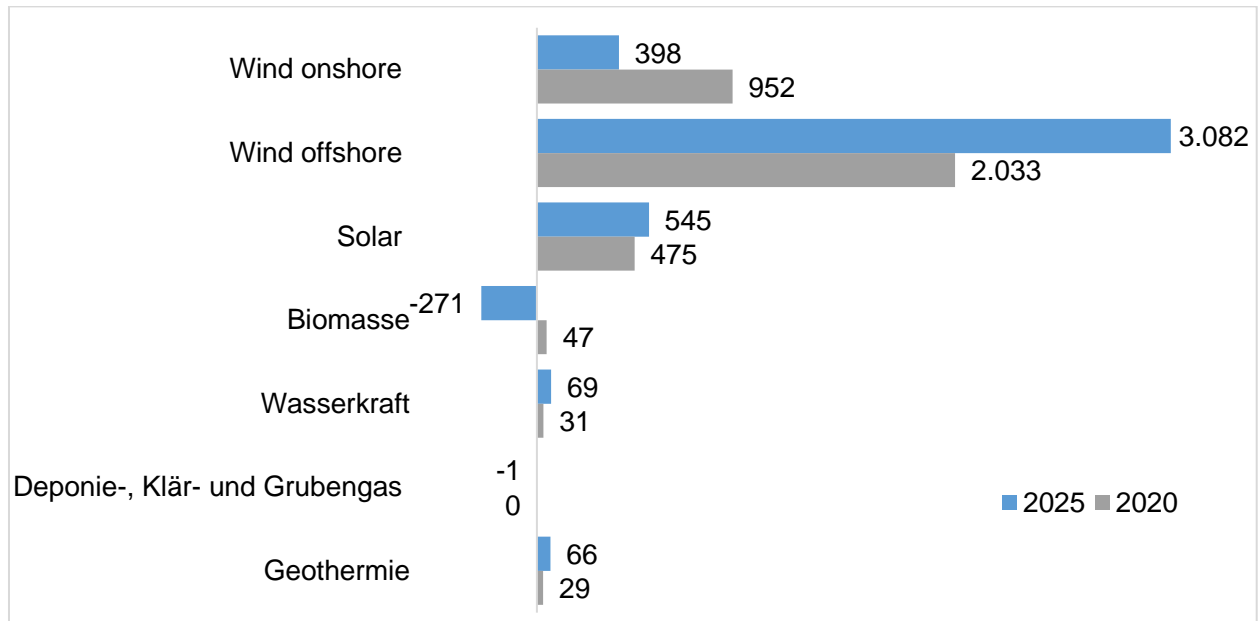
Abbildung 3-10: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025
in Millionen Euro, Szenario niedrig



Quelle: Eigene Berechnungen

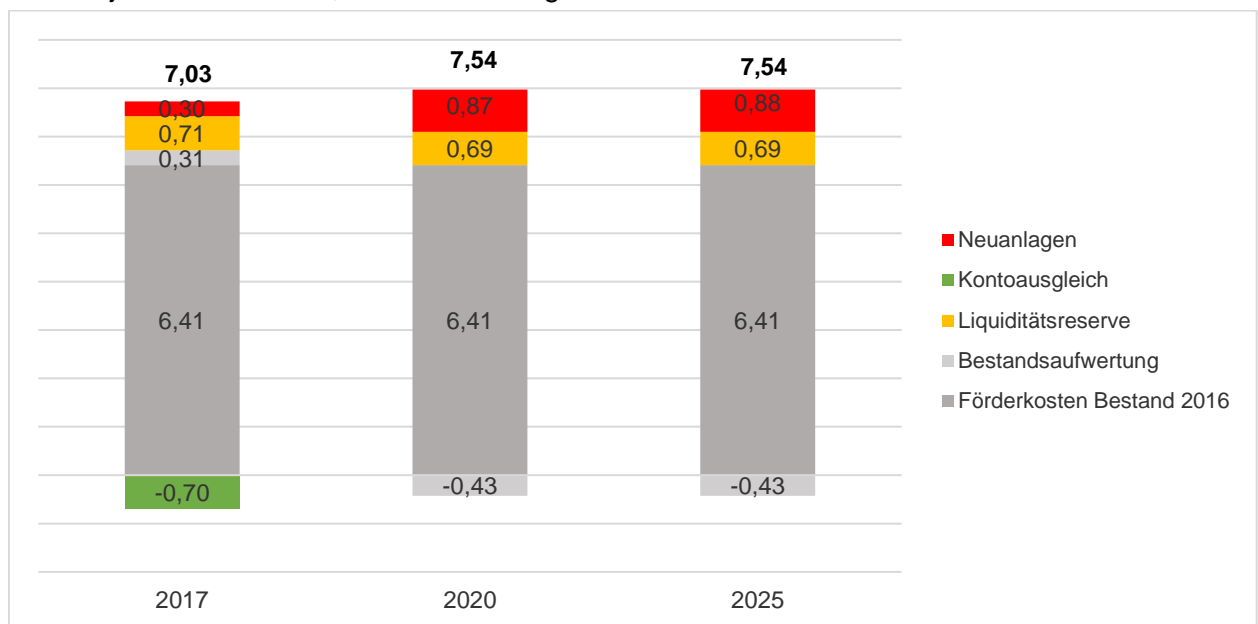
Auch im Szenario niedrig ist der Hauptkostentreiber mit knapp über 3 Milliarden hinzukommenden Euro die Windenergie auf See, da hier die Vergütungssätze noch vergleichsweise hoch sind und kein Rückbau zum Tragen kommt. Die Zusatzkosten für Windenergie sind mit unter 1 Milliarde Euro vergleichsweise gering. Für Solaranlagen werden 2025 noch einmal etwa 0,5 Milliarden Euro mehr ausgegeben als heute.

Abbildung 3-11: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien
in Millionen Euro, Szenario niedrig



Quelle: Eigene Berechnungen

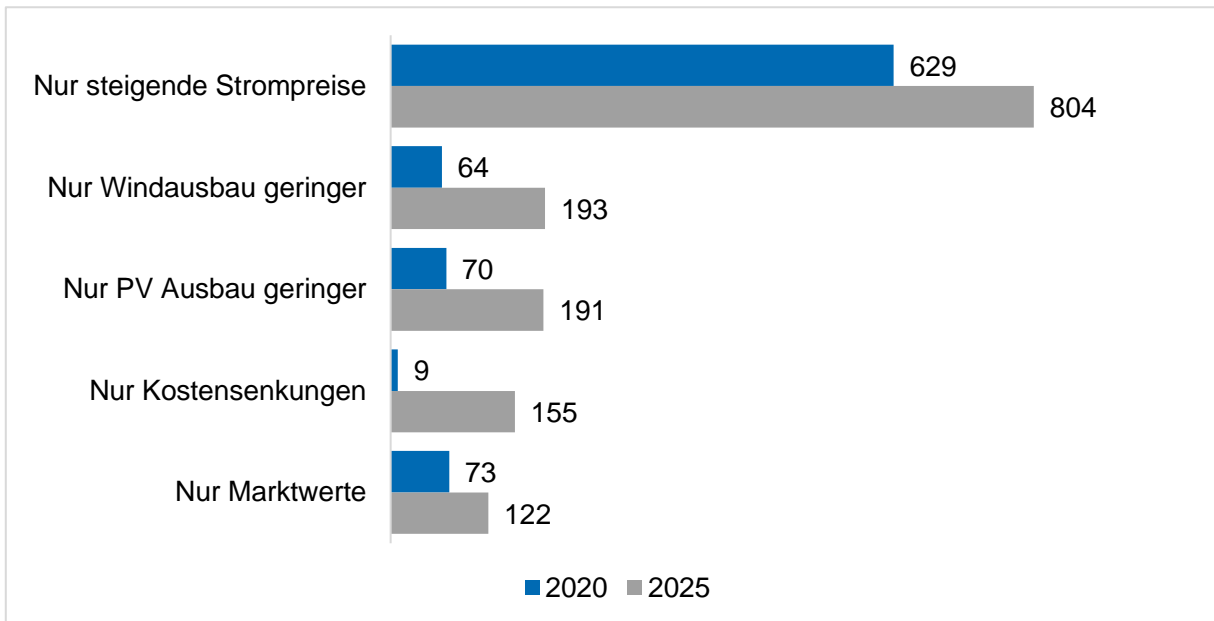
Abbildung 3-12: Entwicklung der EEG-Umlage
in Cent je Kilowattstunde, Szenario niedrig



Quelle: Eigene Berechnungen

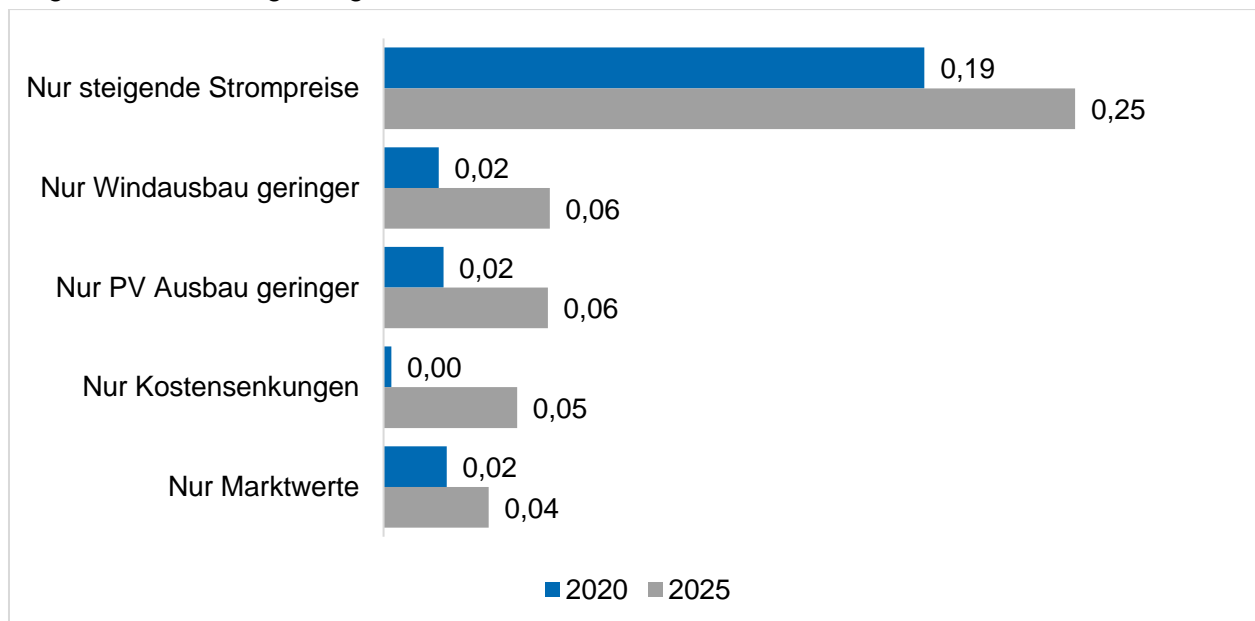
Für die EEG-Umlage bedeuten die Annahmen des Szenarios niedrig entsprechend einen Anstieg auf 7,54 Cent bis 2020 mit annähernd konstantem Niveau bis 2025. Für die Förderung von ab 2017 zugebauten Neuanlagen kommen etwa 0,9 Cent hinzu. Die steigenden Strompreise hingegen entlasten die Umlage um rund 0,4 Cent.

Abbildung 3-13: Kostenersparnis (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario niedrig
Gegenüber dem Regierungsszenario, in Millionen Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-14: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch
Gegenüber dem Regierungsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

Gegenüber dem Referenzszenario hat wieder einmal mehr der steigende Strompreis den deutlichsten Effekt. Alleine hierdurch würden die Differenzkosten bis 2025 um 0,8 Milliarden Euro geringer ausfallen, was die EEG-Umlage um 0,25 Cent entlasten würde. Die anderen Effekte haben eine dämpfende Wirkung auf die EEG-Umlage zwischen 0,04 und 0,06 Cent.

4 Fazit

Stromverbraucher dürften sich in den nächsten Jahren mit eher steigenden Förderkosten für Erneuerbare Energien konfrontiert sehen. In allen drei der hier betrachteten Szenarien steigen die Förderkosten bis 2020 noch einmal merklich an. Nur im niedrigen Szenario wird der Kostenanstieg ab etwa 2020 durchbrochen. Deutlich wird aber auch die Unsicherheit über die tatsächlichen Entwicklungen. Schon die Spannbreite der hier betrachteten Szenarien ist recht groß. Die Vielzahl an Parametern, die in der Abschätzung der Förderkosten und damit der EEG-Umlage wechselwirkend zum Tragen kommen, macht eine verlässliche Vorhersage kaum möglich. Das ist gerade im Hinblick auf das Investitionsklima für Unternehmen, die auf den Produktionsfaktor Strom angewiesen sind, kritisch zu betrachten.

In Anbetracht der Notwendigkeit die Energiewende stärker als bisher nach dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit auszurichten und die Unsicherheit zu reduzieren, stellt sich die Frage welche Handlungsmöglichkeiten dem Gesetzgeber zur Verfügung stehen.

Auf einen Teil der Unsicherheit kann der Gesetzgeber seit dem EEG 2017 zunehmend Einfluss nehmen: Dazu gehören das Ausbautempo, das er weitestgehend über die Umstellung aus Ausschreibungen kontrollieren kann. Eine Restunsicherheit bleibt zweifelsohne bei Übergangsbestimmungen oder aber bei von der Ausschreibung ausgenommenen Segmenten wie kleineren PV-Anlagen. Diese offenen Flanken sollten besser adressiert werden, um – wenn auch kleine – Spielräume der Kostenbegrenzung zu nutzen.

Andere Faktoren wie die Frage nach Kostenentwicklungen einzelner Technologien kann der Gesetzgeber nicht unmittelbar beeinflussen. Durch die Einführung von Auktionen wurde auf einen besseren Wettbewerb und damit schnellere Kostensenkungen in den entsprechenden Technologiesparten hingewirkt. Welche Kostensenkungspotenziale Auktionen hier tatsächlich realisieren können oder aber ob diese zunächst Risikoaufschläge konterkariert werden, bleibt abzuwarten. Zukünftig könnten darüber hinaus auch sukzessive technologieoffene Ausschreibungen zur Maßgabe der Förderung werden – damit würde auch der Wettbewerb zwischen einzelnen Technologiesparten angereizt.

Der zentralste Faktor bei der Frage der Höhe der Förderkosten ist mit Abstand der Strompreis. Dabei darf nicht übersehen werden, dass auch die Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Strommarkt nicht zufällig entstehen, sondern ebenfalls in den Händen des Gesetzgebers liegen.

Die aktuell niedrigen Preise sind einerseits Ausdruck von europaweiten Überkapazitäten, andererseits aber auch von nicht funktionierenden Preismechanismen. Zum einen werden unterschiedliche Wertigkeiten von Strom (z.B. solchen aus gesicherter Leistung, Flexibilitätsoptionen oder der normative Wert von Grünstrom) nicht in Preisen abgebildet. Würde beispielsweise eine Absicherung von als „Rund-um-die-Uhr“ verkaufter Strom notwendig sein, dürfte das Strompreise an den Terminmärkten stabilisieren. Umgekehrt verursachen Erneuerbare Energien eine Reihe von Systemkosten, die zunehmend weder in den Förderkosten noch im Börsenstrompreis, sondern in den Netzentgelten sichtbar werden. Erneuerbare Energien müssen zunehmend die gleichen Verantwortlichkeiten und Risiken tragen, wie andere Marktteilnehmer auch.

In der langen Frist stellt sich daher vor allem die Frage, wie ein Strommarkt gestaltet werden kann, der die unterschiedlichen Wertigkeiten und Risiken bestimmter Stromlieferungen adäquat abbildet. Nur unter diesen Voraussetzungen kann sich ein bedarfsgerechter Versorgungsmix einstellen und ein Strompreisniveau, das es Erneuerbaren irgendwann möglich macht, sich am Markt und nicht mehr über Subventionen zu finanzieren. Ein solches Ausstiegsszenario, in dem ein Auslaufen des EEGs mit neuen Marktregeln verschränkt wird, ist bisher nirgendwo skizziert, ist aber zu diesem Zeitpunkt unbedingt geboten, um allen beteiligten Marktakteuren frühzeitig Investitionssicherheit zu signalisieren. Bis dahin spricht vieles dafür, die EEG-Umlage zu begrenzen und teilweise oder ganz anders zu finanzieren, damit sich deren allokativen Fehlanreize (z.B. Verteilungswirkungen zwischen Verbrauchern oder auch Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen) mit einem Anstieg nicht weiter verschärfen.

Die Spielräume zur Begrenzung der Kostenentwicklungen bis 2025 scheinen insgesamt gering, sollten aber erschöpfend genutzt werden. Umso wichtiger wird es jetzt, die großen Fragen der Energiewende zu adressieren, nämlich: Wie kann die Mikroregulierung des EEGs sukzessive zurückgefahren werden und wie sieht ein wettbewerblicher Strommarkt aus, der den Erfordernissen regenerativer Stromerzeugung gerecht wird? Indem die bis dahin entstehenden Kosten der Förderung stärker über den öffentlichen Haushalt und nicht mehr über den EEG-Automatismus finanziert werden, würden weitere allokativen Fehlanreize vermieden. Zudem würde der Reformdruck der Bundesregierung erhöht.

5 Beschreibung der Szenarien

5.1 Regierungsszenario

Tabelle 5-1: Regierungsszenario

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wind an Land									
Zubau außerhalb der Ausschreibung in MW	3.500	2.800	30	30	30	30	30	30	30
2 Stufige Vergütung nach EEG 2017 in Euro je MWh	80,50 (5 Jahre) / 43,00	75,38 (5 Jahre) / 40,42							
Zubau in der Ausschreibung in MW	560	1400	2810	2850	2900	2900	2900	2900	2900
Vergütung: Höchstwert und jährlich 2 Prozent sinkend	70,0	68,6	67,2	65,9	64,6	63,3	62,0	60,8	59,6
Volllaststunden	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
Wind auf See									
Zubau durch Ausschreibung ab 2021 in MW					500	500	700	700	700
Vergütung: Höchstwert und Kostensenkungen um 4 Prozent					120,0	115,2	110,6	106,2	101,9
Zubau Übergangsanlagen bis 2020 in MW	876,2	876,2	876,2	876,2					
Vergütung nach EEG 2017 (ersten 12 Jahre) in Euro je MWh	194,0	184,0	184,0	144,0					
Volllaststunden	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Solaranlagen									
Zubau in der Ausschreibung in MW (90 Prozent Realisierung)	351	396	504	540	540	540	540	540	540
Größengewichtete Vergütung in Euro je MWh	77,66	73,13	68,86	64,84	61,06	57,49	54,14	50,98	48,12
Volllaststunden	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Anlagen außerhalb der Ausschreibung in MW	1.604	1.496	1.960	1.960	1.960	1.960	1.960	1.960	1.960
Durchschnittliche Vergütung in Euro je MWh	111,7	105,7	99,6	93,8	88,3	83,1	78,3	73,7	69,4
Volllaststunden	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Biomasse									
Zubau in die Ausschreibungen in MW	150	150	150	200	200	200	200	200	200
Vergütung: Höchstwert und jeweilige Degression	148,06	139,95	125,95	113,36	102,02	91,82	82,64	74,38	66,94
Volllaststunden	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000

Wasserkraft									
Zubau in MW (Netto)	43	44	47	45	45	45	45	45	45
Größengewichtete Vergütung	83,260	82,84	82,43	82,02	81,61	81,20	80,79	80,39	79,99
Volllaststunden	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099	4.099
Geothermie									
Zubau im MW (Netto)	9	7	8	8	8	8	8	8	8
Anzulegender Wert	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0
Volllaststunden	4.329	4.329	4.329	4.341	4.341	4.341	4.341	4.341	4.341
Deponie-, Klär- und Grubengas									
Rückbau in MW (Netto)	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Durchschnittliche historische Vergütung	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Volllaststunden	2.848	2.804	2.763	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Marktwerte	Szenario Trend ÜNB								

5.1.1 Windenergie an Land

Übergangsanlagen außerhalb der Ausschreibungen: Für das Regierungsszenario wird in Annäherung an die avisierten Korridore mit einem moderaten Zubau für das Jahr 2017 und 2018 gerechnet. Demnach verlangsamt sich das Zubauvolumen 2017 auf etwa 3.500 und 2018 auf 2.800.

Es wird vereinfachend von einer Referenzstandortgüte von 100 Prozent ausgegangen. Grundsätzlich erhalten solche Anlagen, die vor dem 1. Januar 2019 ans Netz gehen, die ersten 5 Jahre 8,38 Cent (anzulegender Wert) und anschließend 4,66 Cent. Der anzulegende Wert verringert sich bei einem Brutto-Zubau zwischen 2.400 und 2.500 MW im Jahr 2017 sechsmal um 1,05 Prozent und noch einmal um 0,4 Prozent und im Jahr 2018 viermal um 0,4 Prozent. Die Höhe der Degression ist vom tatsächlichen Zubau abhängig. Es wird hier angenommen, dass der Zubau im Bezugszeitraum um mehr als 800 MW überschritten wird und entsprechend die spätere Degression auf 1,2 Prozent steigt. Aus den daraus resultierenden Jahresanfangs- und Jahresendvergütungen wird für 2017 und 2018 ein Mittelwert gebildet.

Anlagen dauerhaft außerhalb der Ausschreibungen: Windenergieanlagen unter 750 KW Leistung sowie Pilotanlagen können weiterhin den gesetzlich anzulegenden Wert auch nach 2018 erhalten. Anlagen unter 750 KW haben bei den jüngsten Zubauten kaum Relevanz. 2014 wurde in dieser Kategorie etwa 30 MW (IE, 2016) neu installiert. Dieser Wert wird für die Berechnungen übernommen. Die Vergütungen dieser Anlagen orientieren sich am

Durchschnittswert der höchsten bezuschlagten Gebotswerte der Vorjahresauktionen für Windenergieanlagen.

Da Pilotanlagen in der jeweiligen Ausschreibung im Folgejahr berücksichtigt werden, wird von ihnen in der Rechnung abstrahiert. Allenfalls für die Anfänge der Ausschreibungen könnten sich daher Überhänge ergeben. Auch die Bagatellgrenze für unter 100 KW Anlagen, für die weiterhin eine Einspeisevergütung gezahlt wird, spielen faktisch in der Windsparte keine Rolle.

Anlagen in der Auktion: Für Anlagen über 750 KW, die nicht bis Ende 2016 genehmigt und bis Ende 2018 zugebaut wurden, wird der anzulegende Wert wettbewerblich bestimmt. Die entsprechend zu auktionierenden Mengen sind im EEG 2017 festgelegt. Es wird aufgrund der späten Ausschreibung von einer 100prozentigen Realisierung der bezuschlagten Mengen ausgegangen. Für den Ausbaupfad der installierten Leistung wird angenommen, dass 10 Prozent der Windenergieanlagen im selben Jahr der Bezuschlagung realisiert werden und der Rest in den darauffolgenden 2 Jahren (Fachagentur Windenergie an Land, 2015). In Bezug auf das Repowering, also der Ersatz alter Anlagen durch leistungsstärkere neue, wird angenommen, dass etwa 20 Prozent der gesamten Leistung als Repoweringanlagen installiert werden (BWE, 2015). Da nach Branchenangaben diese Anlagen etwa das Doppelte der installierten Leistung auf sich vereinen, ist davon auszugehen, dass die Hälfte der installierten Leistung tatsächlich kostensteigernd wirkt. Kostenwirksam berücksichtigt beim Zubau werden also 90 Prozent des Bruttoausbaupfades.

Die anzulegenden Werte sind für die Berechnung der Auszahlungen in den jeweiligen Jahren entsprechend gewichtet. Zunächst wird davon ausgegangen, dass sich bei Windenergieanlagen der Höchstpreis einstellt, der für einen 100prozentigen Referenzstandort auf 7 Cent beziffert ist. Davon ausgehend wird der Wert jährlich um 2 Prozent abgesenkt. Das entspricht einer etwas abgeschwächten Kostenentwicklung der letzten Jahre (Deutsche WindGuard, 2015).

Zur Berechnung der Strommengen wird auf die angenommenen 2.200 Volllaststunden des BMWi zurückgegriffen, die es in den ersten Entwürfen des EEG 2017 zugrunde gelegt hatte, um mittels der sogenannten „Weltformel“ die Ausschreibungsmengen für Wind Onshore zu bestimmen (BMW, 2016a). Das sind auch Größenordnungen, die in der Energierferenzprognose und dem Projektionsbericht angegeben werden.

5.1.2 Wind Offshore

Übergangsanlagen (Inbetriebnahme bis 2020): Bis 2020 können Projekte noch im Rahmen der gesetzlich festgelegten anzulegenden Werte realisiert werden. Für den Zubaupfad wird dabei auf die Annahmen des BMWi aus Entwurf des WindSeeGesetzes vom 1. März 2016 verwiesen, wonach die Bundesregierung davon ausgeht, dass bis Ende 2020 7.700 MW an Windenergie auf See installiert sein werden. Die Differenz zu den Ende 2015 installierten Anlagen wird gleichmäßig auf verbleibenden Jahre verteilt.

Für Anlagen, die bis Ende 2019 in Betrieb gehen, können unter bestimmten Voraussetzungen 19,4 Cent in den ersten zwölf Jahren und 3,9 Cent in den nächsten 8 verlangt werden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Vergütung alle Anlagen erhalten, die bis einschließlich 2019 installiert werden. Der Wert wird für 2018 und 2019 um 1 Cent reduziert. Für Anlagen im Jahr 2020 gilt grundsätzlich eine Vergütung von 15,4 Cent in den ersten zwölf Jahren und 3,9 Cent

in den nächsten 8, wobei dieser Wert 2018 und 2019 um 0,5 Cent geringer ist und 2020 um 1 Cent. Für den hier betrachteten Zeitraum ist ausschließlich die Anfangsvergütung relevant.

Ausschreibung bestehender Projekte (Inbetriebnahme ab 2021): Die Vergütungen für Anlagen, die ab dem Jahr 2021 in Betrieb gehen, werden ab 2017 über Ausschreibungen für sogenannte bestehende Projekte ermittelt. Insgesamt werden 3.100 MW ausgeschrieben, was zu einem im EEG vordefinierten Ausbaupfad führen soll. Dieser Ausbaupfad wird für die Rechnungen übernommen.

Für das Ausschreibungsergebnis wird der Höchstwert von 120 Euro je Megawattstunde angesetzt. Entsprechend Abschätzungen zu den Kostenentwicklungen der nächsten Jahre wird dieser Wert jährlich um 4 Prozent abgesenkt.

Zur Berechnung der Strommengen wird auf die angenommenen 4.200 Volllaststunden des BMWi zurückgegriffen, die es in den ersten Entwürfen des EEG 2017 zugrunde gelegt hatte, um mittels der sogenannten „Weltformel“ die Ausschreibungsmengen für Wind Onshore zu bestimmen (BMW, 2016a). Das sind auch Größenordnungen, die in der Energierferenzprognose und dem Projektionsbericht angegeben werden.

Ausschreibung neuer Projekte: Inbetriebnahme ab 2026: Die Anlagen, die ab diesem Zeitraum ausgeschrieben werden, sind für den Betrachtungszeitraum nicht relevant.

5.1.3 Solaranlagen

Anlagen über 750 KW in der Ausschreibung: Ab 2017 wird der anzulegende Wert für Anlagen über 750 KW wettbewerblich ermittelt. Die zu auktionierenden Mengen sind im EEG festgelegt und werden hier veranschlagt. Für Solaranlagen wird zunächst von einer Realisierungsrate von 90 Prozent ausgegangen. Außerdem wird aufgrund der Erfahrungen aus den bisherigen Ausschreibungen davon ausgegangen, dass realisierte Mengen zu 10 Prozent im bezuschlagten Jahr, 70 im nächsten und 20 Prozent im übernächsten Jahr gebaut werden (Fraunhofer ISI / Takon / ZSW / Ecofys, 2015; BNetzA, 2016).

Für den anzulegenden Wert haben sich in den Pilotausschreibungsrunden 2015 und 2016 im Schnitt 8,6 Cent bzw. 7,2 Cent je KWh ergeben. Für den Wert 2016 wurde für die ausstehende letzte Ausschreibungsrunde eine ähnliche Kostendegression wie bei den vorangegangenen angenommen. Der Höchstwert für die Ausschreibungen ab 2017 liegt bei 8,91 Cent und damit höher als die letzten Ergebnisse. Für die Berechnungen wird ebenfalls von einem etwas höheren Wert gegenüber den anderen Ausschreibungen ausgegangen, da dabei viele bereits fertig entwickelte Projekte aus der Zeit des PV-Freiflächen Investitionsstaus der Jahre vor 2015 stammen dürften. Mit etwa 8 Cent wird er aber auch unter dem vorgegebenen Höchstwert angenommen.

Der anzulegende Höchstwert verringert sich ab dem 1. Februar 2017 monatlich um 0,5 Cent, wenn der Bruttozubaue sich zwischen 2.500 bis 2.600 bewegt. Da hier von einem von der Bundesregierung avisierten Zubau von 2.500 MW ausgegangen wird, wird dieser Degressionspfad übernommen und für den Zuschlagswert der Ausschreibungen genutzt. Die Auszahlungen werden entsprechend des Zeitpunkts des Zubaus gemittelt.

Volllaststunden für größere Anlagen werden hier analog zu den im Gesetzgebungsprozess des EEG veranschlagten 1.000 Stunden angesetzt (BMW, 2016a).

Anlagen außerhalb der Ausschreibung: Insgesamt strebt die Bundesregierung einen Zubau von 2.500 MW an, der in diesem Szenario ab 2019 genau erfüllt wird. Für 2017 und 2018 wird der Ausbau auf insgesamt 2.000 MW heruntergesetzt. Damit ergibt sich der realisierte Zubau im Segment kleiner 750 KW aus der Differenz zu den per Ausschreibung zugebauten Mengen und wird auf verschiedene Anlagengrößenklassen verteilt. Es wird geschätzt, dass sich die verbleibende Menge zu 30 Prozent auf Anlagen unter 10 KW verteilt, zu 20 Prozent auf Anlagen größer 10 KW aber kleiner 40 KW, nochmal 10 Prozent der Anlagen bleiben unter den 100 KW installierter Nennleistung (BWS Solar, 2015). Somit liegen 60 Prozent der außerhalb der Ausschreibung zugebauten Anlagen unter der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung und können weiterhin eine Einspeisevergütung erhalten. Es wird hier davon ausgegangen, dass sie davon Gebrauch machen und die entsprechenden Vergütungen samt Basisdegression aus dem EEG 2017 angesetzt.

Anlagen über 100 KW und unter 750 KW nehmen an der verpflichtenden Direktvermarktung teil und erhalten den gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert gemäß EEG 2017, der der entsprechenden Basisdegression unterliegt.

Volllaststunden für kleinere Anlagen werden hier gemäß BMWi durchgängig mit 950 Stunden angesetzt (BMWi, 2016a).

5.1.4 Biomasse

Ab 2017 werden auch Ausschreibungen für Biomasseanlagen stattfinden, die den Ausbaupfad im Regierungsszenario definieren.

Der Zubau in den Segmenten < 150 KW und jenen in der Übergangsphase, die nach altem EEG noch 2017 und 2018 zugebaut werden können und dessen Vergütung gesetzlich bestimmt wird, wird vernachlässigt. Zum einen werden etwaige Mengen in den entsprechend nachfolgenden Ausschreibungsrunden Berücksichtigung finden. Zudem scheint der Wechsel in die Ausschreibung attraktiver.

Beim Zubau muss zudem zwischen gasförmigen und festen Biomasseanlagen unterschieden werden, da erstere nur auf 50 Prozent und letztere nur auf 80 Prozent ihrer bezuschlagten Leistung einen Zahlungsanspruch haben. Der Höchstwert für Neuanlagen beträgt 14,88 Cent, bei jährlicher Absenkung um 1 Prozent. Der Höchstwert für Bestandsanlagen, die unter bestimmten Voraussetzungen auf eine Anschlussförderung bieten können, beträgt analog 16,9 Cent. Zudem darf der Gebotswert nicht höher sein, als der Durchschnitt der individuellen Vergütungszahlungen der letzten drei Kalenderjahre.

Über den Anteil, den Bestandsanlagen in der Ausschreibung erhalten werden, kann hier keine Aussage getroffen werden. Solche Anlagen können generell höhere Gebote abgeben (kostentreibend), allerdings ersetzen sie damit bestehende Fördertatbestände. Bestandsanlagen, die eine Anschlussförderung ersteigern, wirken also vorwiegend in der langen Frist preistreibend.

Es wird davon ausgegangen, dass ausschließlich Neuanlagen und davon 60 Prozent Biogasanlagen installiert werden.

Volllaststunden für Biomasseanlagen werden hier gemäß BMWi durchgängig mit 4.000 Stunden angesetzt (BMWi, 2016a).

5.1.5 Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Bundesregierung geht für den Zubau sonstiger Technologien von keinem nennenswerten Zubau aus (BMWi, 2016a).

Für den Zubau und die Volllaststunden von Wasserkraftanlagen wird in Ermangelung eines regierungsseitig vorgegebenen Pfades auf die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Betrachtet wird hier der explizit ausgewiesene Nettozubau. Der mittlere Zubau bis 2020 wird bis 2025 fortgeschrieben. Gemäß BNetzA, 2014 wird der Zubau gemäß der bisherigen Größenklassenverteilung zugeordnet, wobei 90 Prozent aller Anlagen in der verpflichtenden Direktvermarktung sind. Die anzulegenden Werte werden entsprechend gewichtet und diese Mischvergütung auf den Zubau angewandt und nach EEG 2017 degressiert.

Auch für den Zubau und die Volllaststunden von Geothermieanlagen wird ebenfalls auf die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber bis 2020 zurückgegriffen und konstant fortgeschrieben. Der anzulegende Wert der ausschließlich in Direktvermarktung befindlichen Anlagen wird direkt aus dem EEG 2017 übernommen.

Für Anlagen, die mit Deponie-, Klär- und Grubengas betrieben werden, wird gemäß der Mittelfristprognose ein Nettorückbau unterstellt. Für die Auszahlungen, die dann wegfallen, wird die durchschnittliche Vergütung des letzten Jahres unterstellt.

5.1.6 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte

Für die Entwicklung der EEG-Umlage ist insbesondere die Entwicklung des Börsenstrompreises maßgeblich. Für das Regierungsszenario wird gemäß dem Konzept der Übertragungsnetzbetreiber der Phelix Baseload Year Future verwendet. Der letzte Mittelwert zwischen dem 1.10.2015 und dem 6.7.2016 lag bei 2,52 Cent/kWh. Im Sinne einer Status quo Betrachtung werden für das Regierungsszenario daher 2,5 Cent/kWh angesetzt.

Für die Marktwertfaktoren wird auf das Trendszenario der Mittelfristprognose der ÜNB zurückgegriffen bzw. die im Rahmen dessen ermittelten Werte von Energy Brainpool. Bis 2020 sind diese verfügbar – bis 2025 wird der Trend der Jahre 2016 bis 2020 fortgeschrieben.

Vermiedene Netzentgelte (vNE) werden dem EEG-Konto als Einnahmeposition gutgeschrieben. Sie werden hier errechnet anhand der historischen Entwicklung der vNE je Kilowattstunde und moderat fortgeschrieben.

5.1.7 Erlöschen von Förderberechtigungen

Ab 2020 ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass Anlagen die über 20 Jahre eine Förderung erhalten haben, aus der Förderung herausgehen. Bis 2025 wird daher davon ausgegangen, dass die installierte Leistung in den Jahren 2000 bis 2005 der unterschiedlichen Technologien nicht mehr gefördert werden. Für die Strommenge werden die durchschnittlichen

Volllaststunden, für Auszahlungen die durchschnittlichen Vergütungen der entsprechenden Förderperiode und für die Einnahmen die Marktwerte und Strompreise des Betrachtungsjahres zugrunde gelegt.

Für Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas wird keine separate Rückbaurechnung getätigt, da bereits mit den Nettozubauzahlen kalkuliert wurde und zudem die Relevanz dieser Posten vernachlässigbar ist.

5.2 Szenario „Hoch“ und Szenario „Niedrig“

Im Folgenden wird beschrieben, welche Annahmen für die oberen und unteren Szenarien getroffen wurden, sofern sie vom Regierungsszenario abweichen.

Tabelle 5-2: Szenario hoch

Abweichungen vom Regierungsszenario

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wind an Land									
Zubau außerhalb der Ausschreibung in MW	4100	4000	30	30	30	30	30	30	30
Vergütung: jährlich 1 Prozent sinkend in Euro je MWh	70,0	69,3	68,6	67,9	67,2	66,6	65,9	65,2	64,6
Volllaststunden	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Wind auf See									
Vergütung: Kostensenkungen um 2 Prozent in Euro je MWh					120,0	117,6	115,2	112,9	110,7
Volllaststunden	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Solaranlagen									
Zubau in der Ausschreibung in MW (100 Prozent Realisierung)	440	560	600	600	600	600	600	600	600
Anlagen außerhalb der Ausschreibung in MW	1500	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	25,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Marktwerte	Oberes Szenario ÜNB								

Tabelle 5-3: Szenario niedrig

Abweichung vom Regierungsszenario

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wind an Land									
Zubau in der Ausschreibung in MW (90 Prozent Realisierung)	504	2016	2538	2592	2610	2610	2610	2610	2610
Vergütung: jährlich 3 Prozent sinkend in Euro je MWh	70,0	67,9	65,9	63,9	62,0	60,1	58,3	56,6	54,9

Wind auf See									
Vergütung: Kostensenkungen um 6 Prozent in Euro je MWh					120,0	112,8	106,0	99,7	93,7
Solaranlagen									
Anlagen außerhalb der Ausschreibung in MW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	25,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Marktwerte	Unteres Szenario ÜNB								

5.2.1 Windenergie an Land

Szenario Hoch:

Für Anlagen, die noch nach alten Bestimmungen des EEGs zugebaut werden können, können sich abweichend vom Regierungsszenario erhebliche Vorzieheffekte ergeben. Nach Branchenangaben dürfte sich das Ausbauvolumen 2017 auf ähnlichem Niveau wie 2016 bewegen. Die Halbjahreswerte des Jahres 2016 lassen dafür ein Ausbauvolumen von etwa 4.100 MW erwarten. Da für das Jahr 2018 selbst bei stärkerer Absenkung der Förderung eine höhere Förderung als in der Ausschreibung erreicht werden kann, wird auch hier von Vorzieheffekten und ein Ausbauvolumen um 4.000 MW angenommen.

Für Anlagen, deren gesetzliche Werte innerhalb der Auktion ermittelt werden, kann sich aufgrund des Entwicklungsstadiums der Windenergie an Land eine geringere Kostensenkung über den betrachteten Zeitraum einstellen. Hier wird davon ausgegangen, dass der Zuschlagswert sich jährlich nur um 1 Prozent verringert.

Der Gesetzgeber schätzt konservativ, dass neue Windanlagen 2.200 Stunden im Jahr unter Vollast laufen. Tatsächlich können zukünftige Anlagen deutlich bessere Werte erreichen. Hier wird im Sinne der Referenzstandortbetrachtung von 3.000 Stunden ausgegangen (Abschätzung auf Basis Agora Energiewende, 2013; IE, 2015; UBA, 2013).

Szenario Niedrig:

Es wird angenommen, dass nur 90 Prozent der bezuschlagten Projekte in den Ausschreibungen tatsächlich realisiert werden. Gleichzeitig sinken die Kosten der Windenergie an Land mit 3 Prozent stärker als im Basisszenario.

5.2.2 Wind Offshore

Szenario Hoch:

Für die sogenannten Übergangsanlagen und auch den weiteren Ausbaupfad entsprechen die Angaben Branchenschätzungen und werden insofern nicht variiert. Für das obere Szenario wird jedoch angenommen, dass neue Windparks Volllaststunden bis 4.500 Stunden erreichen können (Prognos, 2013). Zudem wird von einer geringeren Kostensenkung von 2 Prozent jährlich ausgegangen.

Szenario Niedrig:

Hier werden die Kostensenkungen der Offshore Windkraft mit 6 Prozent deutlich höher eingeschätzt als im Referenzszenario.

5.2.3 Solaranlagen

Szenario Hoch:

Beim Zubau der Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen besteht vergleichsweise große Unsicherheit in Bezug auf die Zubauentwicklungen. Im Szenario hoch wird angenommen, dass der Ausbau sich aufgrund steigender Fördersätze, Eigenstrommodellen und Kostenentwicklungen bei PV stabilisiert. Insbesondere vor dem Hintergrund der möglichen Aussetzung der Anti-Dumping Regelungen für Solarmodule aus China ist dies eine mögliche Entwicklung. Der Ausbau wird in diesem Szenario daher bei etwa 3.000 MW festgeschrieben.

Szenario Niedrig:

Umgekehrt wird der Zubau in dieser Betrachtung dauerhaft niedrig bei 1.500 MW gesehen.

5.2.4 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte

Aufgrund der Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Erneuerbaren Energien erreichen sie oft unterdurchschnittliche Erlöse an der Strombörse. Dies drückt sich in den sogenannten Marktwerten aus, die sich tendenziell im Zeitverlauf verschlechtern. Für die beiden Szenarien wird entsprechend auf das obere und untere Szenario der ÜNB zu den Marktwerten abgestellt.

Einen erheblichen Einfluss auf die EEG-Umlage haben überdies die eigentlichen Strompreise. Für das Jahr 2017 werden diese nicht variiert, da der Wert des Basisszenarios als wahrscheinlich gewertet werden kann.

Für die Jahre 2018 bis 2025 werden konstant ein Hochpreis- und ein Niedrigpreispfad skizziert. Für das Szenario „hoch“ wird auf eine aktuelle Studie von r2b für die MVV zurückgegriffen. Hier wird für den Fall von 50 Prozent Erneuerbaren Energien bis 2025 und steigenden Preisen für fossile Energierohstoffe und CO₂-Zertifikaten von einem Anstieg der Großhandelspreise auf 46,3 Euro je Megawattstunde bis 2025 ausgegangen. Daran anlehnend wird mit 40 Euro je Megawattstunde gerechnet. Aufgrund der Aktualität und Plausibilität wird auf diese Studie zurückgegriffen und nicht etwa auf die Energierferenzprognose, die bis 2025 einen noch stärkeren Preisanstieg auf bis zu 60 Euro/MWh sieht.

Für das Niedrig-Szenario wird davon ausgegangen, dass der Preis noch weiter auf 15 Euro/MWh fällt. Das entspricht dem Szenario „sehr niedrig“ bei Agora Energiewende, ist aber gemessen an der bisherigen Dynamik nicht unwahrscheinlich.

6 Literatur

Agora Energiewende, 2013, Entwicklung der Windenergie in Deutschland, Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Agora Energiewende, 2016, AGORA-EEG-Rechner_v3_1_6

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016, Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien (Drucksache 355/16)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016a, EEG 2016: Ausschreibungsvolumen für Wind an Land, - Eckpunktepapier

Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014, EEG in Zahlen 2014

Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016, Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

BSW Solar (2015), Entwicklung des deutschen PV-Marktes Auswertung und grafische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur nach § 16 (2) EEG 2009 – Stand 31.3.2015

BWE (2015): BWE Branchenreport, Windindustrie in Deutschland 2015

Deutsche WindGuard (2015), Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update

Fachagentur Windenergie an Land (2016), Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2015 Auswertung der registrierten Daten im Anlagenregister (§ 6 EEG 2014), für den Zeitraum Januar bis Dezember 2015

Fraunhofer ISI / Takon / ZSW / Ecofys (2015), Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen Auswertung der ersten zwei Runden

Leipziger Institut für Energie (IE), 2015, Marktanalyse Windenergie an Land – Untersuchung im Rahmen des Vorhaben IIE zur Stromerzeugung aus Windenergie im Auftrag des BMWi

Prognos, 2013, Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland

Umweltbundesamt (UBA), 2013, Potenziale der Windenergie an Land, Studie des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2015, Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerke für die Kalenderjahre 2016 bis 2020

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2015a: Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2015b: Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken